

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
EDWARD HARRY MONOTUPA TITO**

**PROMOCIÓN
2005 – I**

**LIMA – PERÚ
2012**

SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

DEDICATORIA

A mi muy querida madre, que con mucho amor me ha guiado en el camino de la vida; a mi amada esposa, que ha traído mucha felicidad a mi vida; a mi recordado y querido tío Mario que siempre estará en mi memoria y a mis queridos primos Eva y Anselmo por su gran apoyo.

SUMARIO

El presente trabajo aborda el tema de los sistemas de generación distribuida (GD), se identifican y describen algunos problemas para los cuales esta tecnología puede servir como alternativa de solución; se identifican algunos de los beneficios que se pueden conseguir con la implementación de esta tecnología; se describen los tipos de tecnología de GD disponibles poniendo especial énfasis en las tecnologías con fuentes renovables; también se indican algunos de los problemas que se podrían presentar cuando se ponga la GD en paralelo con los sistemas eléctricos de distribución. En el Capítulo I, se describen y evalúan los problemas que se tiene en torno al suministro de energía, se indican también los objetivos y alcances del presente trabajo. En el Capítulo II, se explican los antecedentes del problema vinculado al suministro de energía, se explica que es generación distribuida, los beneficios que se pueden obtener con esta tecnología, se describen los tipos de tecnología de GD y los tipos de generadores utilizados en la GD. En el Capítulo III, se indican y explican los conflictos que se pueden ocasionar al conectar GD a la red de distribución del sistema eléctrico. En el Capítulo IV, se brindan las consideraciones para la interconexión, protección y operación que se debe tener al conectar GD a la red. Luego del Capítulo IV se dan algunas conclusiones y se brinda alguna información adicional en los anexos, donde se presentan unos cuadros con interesantes comparaciones entre las tecnologías de GD. Deseo agradecer a mi asesor y profesor el Dr. Rodolfo Moreno por su apoyo y guía en la realización de este trabajo y, a mi familia que siempre me apoya y me da fuerza en todo lo que emprendo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	2
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Objetivos de trabajo	2
1.3 Evaluación del problema	2
1.4 Alcances del presente trabajo	3
CAPÍTULO II	
SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	4
2.1 Antecedentes del problema	4
2.1.1 La demanda de energía	4
2.1.2 Sobrecarga en redes de distribución	4
2.1.3 La calidad de producto de tensión	6
2.1.4 Pérdidas en extensas redes de distribución	6
2.1.5 El impacto visual y la seguridad	11
2.1.6 Dependencia de combustibles fósiles	11
2.2 Definición de Generación Distribuida	13
2.3 Beneficios de utilizar Generación Distribuida	14
2.4 Tipos de Tecnología de Generación Distribuida	14
2.4.1 Motores de Combustibles Fósiles	15
2.4.2 Turbinas a Gas	15
2.4.3 Microturbinas	16
2.4.4 Celdas de Combustible	18
2.4.5 Generación Fotovoltaica	21
2.4.6 Generación Eólica	25
2.5 Tipos de generadores utilizados en la GD	35
2.5.1 Generador de Inducción	35

2.5.2	Generador Síncrono	35
2.5.3	Generadores asíncronos acoplados a la red mediante inversores	36
CAPITULO III		
CONFLICTOS OCASIONADOS AL CONECTAR GD A LA RED		37
3.1	Protección contra Sobrecorriente	37
3.2	Reconexión Instantánea	40
3.3	Ferroresonancia	42
3.4	Sistemas Aislados No Intencionalmente “Islanding”	44
3.5	Las Conexiones del Transformador de Interconexión y las Fallas a Tierra	45
3.5.1	La conexión estrella-estrella aterrada	46
3.5.2	La conexión de delta-estrella	47
3.5.3	La conexión delta-delta o estrella-delta sin puesta a tierra	49
3.5.4	La conexión estrella-delta con puesta a tierra	51
3.6	Armónicos	53
CAPITULO IV		
INTERCONEXIÓN, PROTECCIÓN Y OPERACIÓN		56
4.1	Consideraciones de Interconexión	56
4.2	Requisitos de Interconexión	57
4.3	Protección en Redes con GD	58
4.4	Detección de la Pérdida de la Operación en Paralelo	60
4.5	Reconexión de la GD con la Red	62
CONCLUSIONES		64
ANEXOS		65
Anexo A: Tipos de Tecnología de Generación Distribuida		66
Anexo B: Tópicos de Protección		72
BIBLIOGRAFÍA		75

INTRODUCCIÓN

Se entiende por generación distribuida (GD), a la conexión de generadores en la red eléctrica, que transmiten energía a corta distancia (se ubican cerca de la carga) pudiendo estar conectados al sistema de distribución, dispersos geográficamente y que por sus dimensiones reducidas son fáciles de financiar, construir y conectar a las redes existentes. Esta tecnología se presenta como una alternativa de solución al problema de abastecimiento de energía, debido al incremento de la demanda; descentralización energética y la posibilidad de llevar energía a lugares lejanos donde transportar la energía con líneas hace del proyecto muy costoso; se abordará el tema de manera explicativa es decir que no se hará un desarrollo extenso de estos; la investigación ha sido desarrollada en base a una recopilación y entendimiento de estudios anteriores, se trata de vincular los estudios que se consideró pertinente; se expone los beneficios que se puede obtener con la generación distribuida y también se informa de los problemas o dificultades que ello origina al tratar de implementarlo, problemas o dificultades que se deben tomar en cuenta en el sistema de distribución eléctrico existente para prevenirlos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

- Rápido e imparable crecimiento de la demanda de energía eléctrica [1].
- Sobrecarga en redes de distribución en zonas de alta concentración de consumo de energía eléctrica.
- Mala calidad de producto, bajos niveles de tensión en cargas ubicadas en fin de extensas redes radiales de distribución.
- Problema de pérdidas de energía en redes de distribución extensas.
- Problemas ambientales (impacto visual), originados por la gran cantidad de líneas y subestaciones de distribución aéreas.
- Dependencia de los combustibles fósiles.
- Deterioro del medio ambiente, aumento progresivo de emisiones de CO₂. [1]

1.2 Objetivos del trabajo

- ✓ Describir los tipos de generación distribuida.
- ✓ Explicar la forma de funcionamiento de los tipos de generación distribuida.
- ✓ Describir nuevos conceptos para explicar el funcionamiento de sistemas de generación distribuida.

Describir algunos posibles inconvenientes al conectar la generación distribuida al sistema eléctrico.

1.3 Evaluación del problema

La demanda de energía viene creciendo de manera sostenida, ello motiva el incremento de la oferta de energía; que conlleva a la construcción de centrales de generación y líneas de transmisión, con importantes niveles de inversión; en este escenario la GD aliviaría esta necesidad de manera rápida y económica.

Las concesionarias de distribución normalmente tienen problemas para atender a zonas especiales (cargas industriales), donde la máxima demanda tiene un comportamiento estacional, originando sobrecarga en las redes; para evitar daño a las redes la distribuidora

se ve obligada a realizar traslados de carga hacia alimentadores cercanos desconfigurando de esta manera las redes y la planificación del sistema, comprometiendo incluso la calidad del servicio; una solución es reforzar las redes para aumentar la capacidad de la red, pero muchas veces no se justifica por ser estacional; en este escenario la GD resolvería este problema.

Dentro de la zona de concesión de las distribuidoras existen determinados lugares que se encuentran muy alejados, y para su atención las distribuidoras tienden extensas redes radiales, estas redes normalmente presentan problemas de caída de tensión, puede haber momentos en que la carga le gane a la regulación; en este escenario a dicha localidad le convendría tener GD que resolvería la mala calidad de producto de tensión.

Dentro de la zona de concesión de las distribuidoras existen determinados lugares que por problemas de acceso o incluso por la forma en que creció la demanda, la red de distribución creció de forma extensa y/o desordenada, de manera que al final se tiene una red extensa con problemas de pérdidas; en este escenario la GD sería de mucha ayuda.

La existencia de la gran cantidad de redes aéreas ya sean líneas, subestaciones aéreas monoposte (SAM) o subestaciones aéreas biposte (SAB), hacen insegura los lugares donde han sido instalados por estar expuestas, además tienen un impacto visual poco agradable porque malogran el ornato, puede que algunos municipios o vecinos no les agrade tener un SAM, un SAB o un enmarañado de líneas frente de sus localidades, en ese escenario la GD es una buena alternativa.

Los combustibles fósiles tienen un impacto importante en el precio de la energía debido a que son las turbinas diesel las que entran en máxima demanda y marginan, ocasionando aumento en el precio de la energía, pero si se tuviera GD en muchos puntos de la red se limitaría esta dependencia e incluso se reduciría el precio de la energía en comparación al escenario donde solo entran turbinas diesel y se reducirían las emisiones de CO₂.

1.4 Alcances del presente trabajo

- Se expondrán conceptos generales y se describirán los problemas más comunes en los sistemas de generación distribuida, pero no se detallará los métodos específicos de solución.
- La información que se expone tiene que ser investigada con más detalle, puesto que será sólo de tipo descriptiva.

CAPÍTULO II SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 Antecedentes del problema

2.1.1 La demanda de energía

El Perú es históricamente productor de energía hidroeléctrica y térmica (2010: Hidroeléctrica: 59%; Térmica: 41%) [2], con poca experiencia en otras tecnologías, como se aprecia en la figura 2.1 que es una foto de la máxima demanda de Febrero 2012 del día 22-02-2012 a horas 19:30 [3].

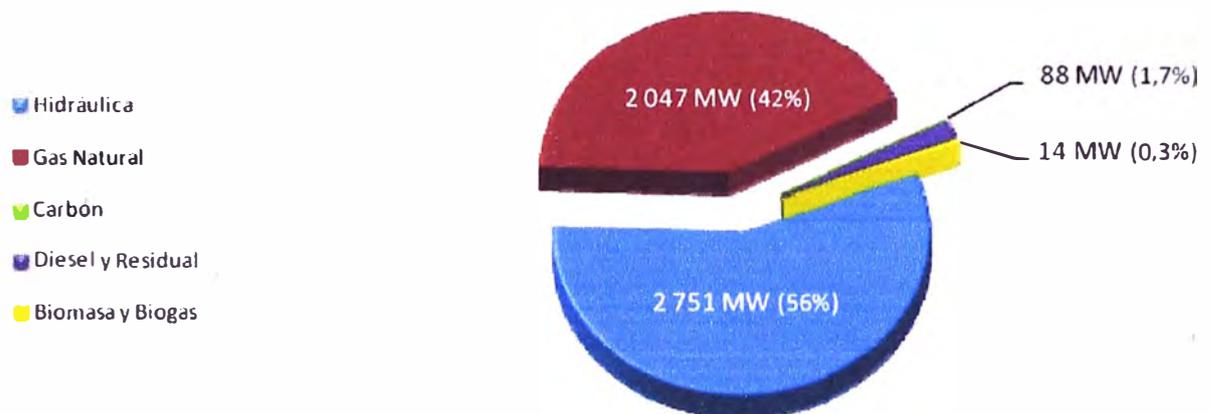


Fig. 2.1 Despacho de Máxima Demanda por Fuente de Energía

La demanda de energía sigue creciendo de manera sostenida, en la figura 2.2 se muestra el histórico de la máxima demanda del SEIN período de Marzo 2006 – Marzo 2011, además de los porcentajes de crecimiento por cada año mostrado [4].

2.1.2 Sobrecarga en redes de distribución

En los sistemas de distribución se presentan diversos tipos de carga, las cargas de tipo industrial normalmente incrementan su demanda en poco tiempo esto obliga al alimentador de distribución a trabajar al 100% de su factor de utilización (FU), o en algunos casos los sobrecargan. En la figura 2.3 se muestra el diagrama de carga y tensión (año 2006) del alimentador Limatambo 04 (C04), perteneciente a una distribuidora eléctrica, en el que se puede apreciar la sobrecarga del alimentador de distribución debido a cargas comerciales industriales (ver análisis).

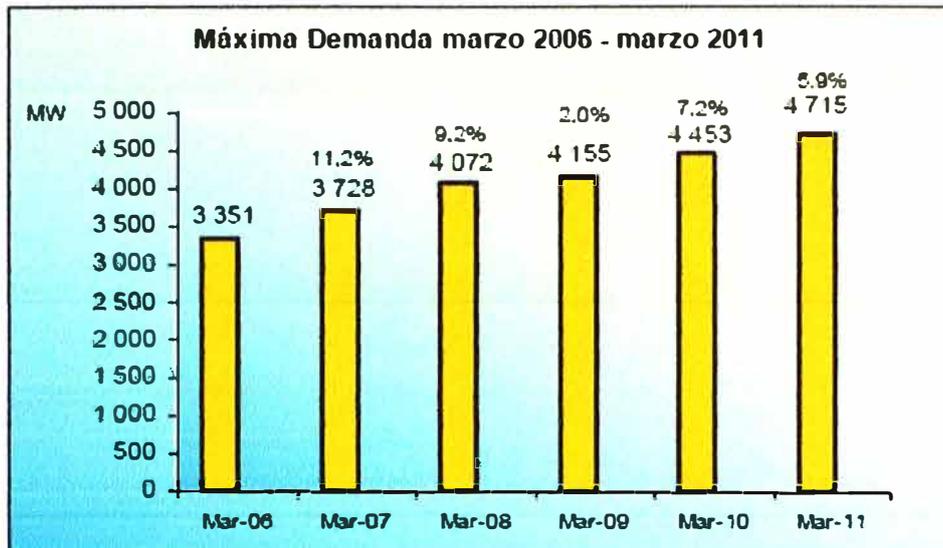


Fig. 2.2 Histórico Máxima Demanda Marzo 2006 – Marzo 2011

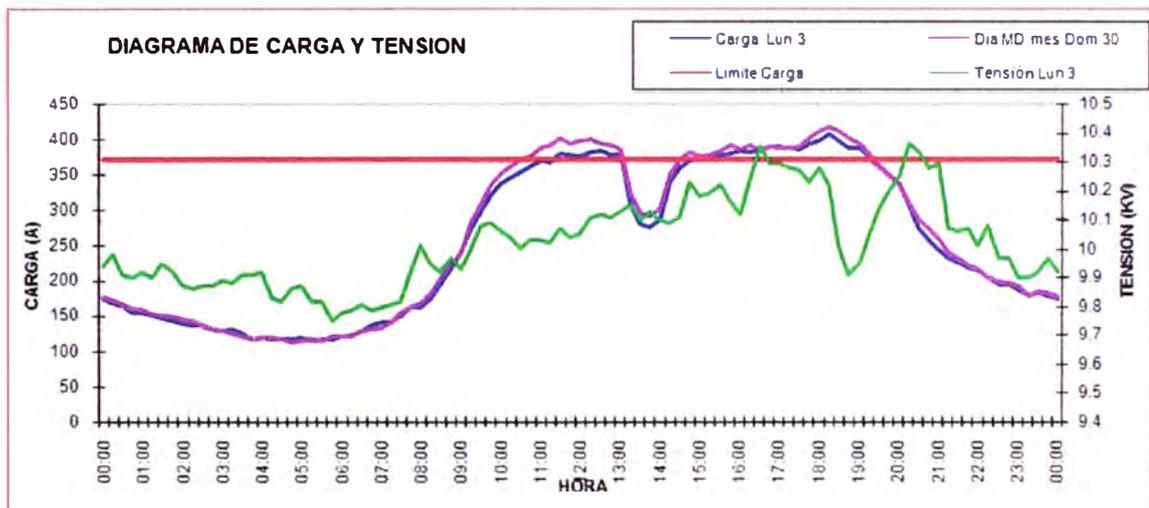


Fig. 2.3 Diagrama de Carga y Tensión Mensual del Alimentador C04

a) Análisis de eliminación de sobrecarga

En las tablas 2.1 y 2.2 se muestran las tasas de crecimiento del alimentador C04 desde abril del 2005 hasta diciembre del 2006, aquí se puede apreciar el rápido crecimiento de la demanda, así como también los FU de los alimentadores contiguos que podrían apoyar al alimentador con un posible traslado de carga, se aprecia que el alimentador G06 ya se encuentra sobrecargado y tuvo proyecto para eliminar la sobrecarga, pero su solución no se verá, porque no es parte de este análisis.

Tabla 2.1 Tasas de crecimiento de Demanda C04

Año	Tasa
Abril 2005	4%
Abril 2006	5%
Diciembre 2006	8%

Tabla 2.2 FU máximo de alimentadores contiguos

Alimentador	FU
G06	1,09
C01	0,81

Este alimentador atiende la zona comercial industrial de Gamarra entre la Av. Aviación y la Av. México, que tiene una gran demanda de energía eléctrica, en la figura 2.4 se muestra la planimetría del alimentador en el que se puede apreciar los tramos sobrecargados marcados con azul, también se muestra que la carga se concentra en la cola en la zona de Gamarra; en distribución estos problemas se resuelven con proyectos que eliminan la sobrecarga como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 2.5 donde lo que se planteó fue el refuerzo de la 2da troncal del C05, nuevo enlace entre los alimentadores C04 y C05 con un reordenamiento de redes y carga; pero estos proyectos normalmente involucran varias maniobras, equipamiento y muchas horas hombre sobre todo en las excavaciones de redes subterráneas en diferentes lugares. En este alimentador se ha identificado donde se encuentra la mayor concentración de carga, así que se podría instalar generación distribuida cercana a dicha concentración de carga, esto aliviaría la sobrecarga en el alimentador, este ejemplo puede servir a otros alimentadores con problemas similares.

2.1.3 La calidad de producto de tensión

Es un problema que tienen las distribuidoras en redes extensas donde la carga se concentra al final de la red. Este problema obliga a elevar la tensión en barra, en la figura 2.6 se muestra el diagrama de carga y tensión del alimentador Cañete 06 (2006), perteneciente a una empresa de distribución, que corresponde a una extensa red radial. Como la GD se instala cercana a la carga no se requeriría regular tensión en barra, facilitando de esta manera la operación de los sistemas de distribución de la red.

2.1.4 Pérdidas en extensas redes de distribución

Las redes de distribución muchas veces se vuelven extensas por la misma necesidad de atención de la carga, que no necesariamente crece en orden, un caso es el incremento de familias y la necesidad de vivienda de gente que se agrupa en nuevos asentamientos humanos, o por problemas geográficos de acceso, la población sigue en aumento asentándose cada vez más a las afueras de Lima los cuales mientras estén dentro de la zona de concesión de una distribuidora, éstas están obligadas a llevar energía provocando que la red sea cada vez más extensa ocasionando pérdidas en las redes. (Ver figura 2.7).

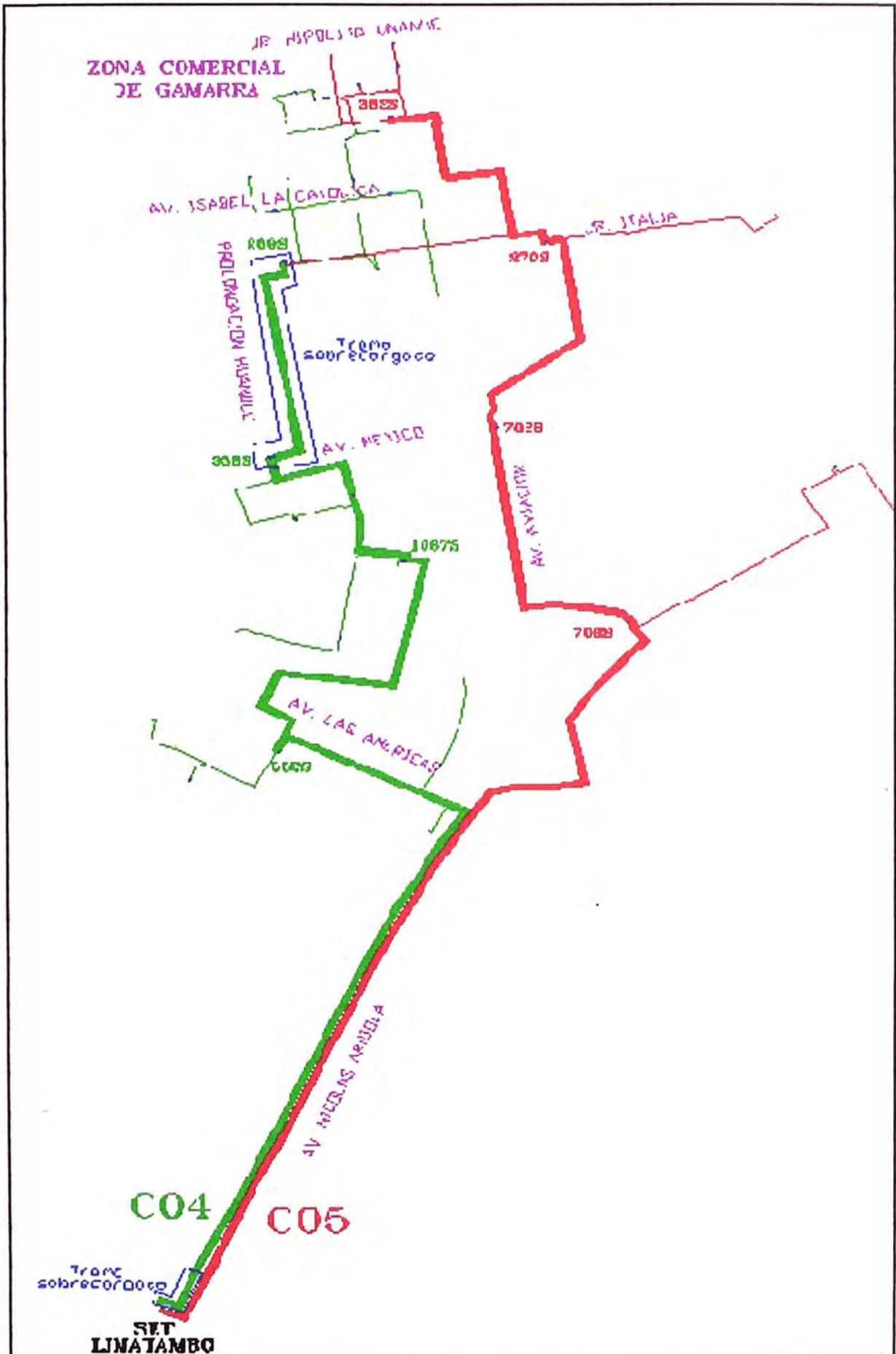
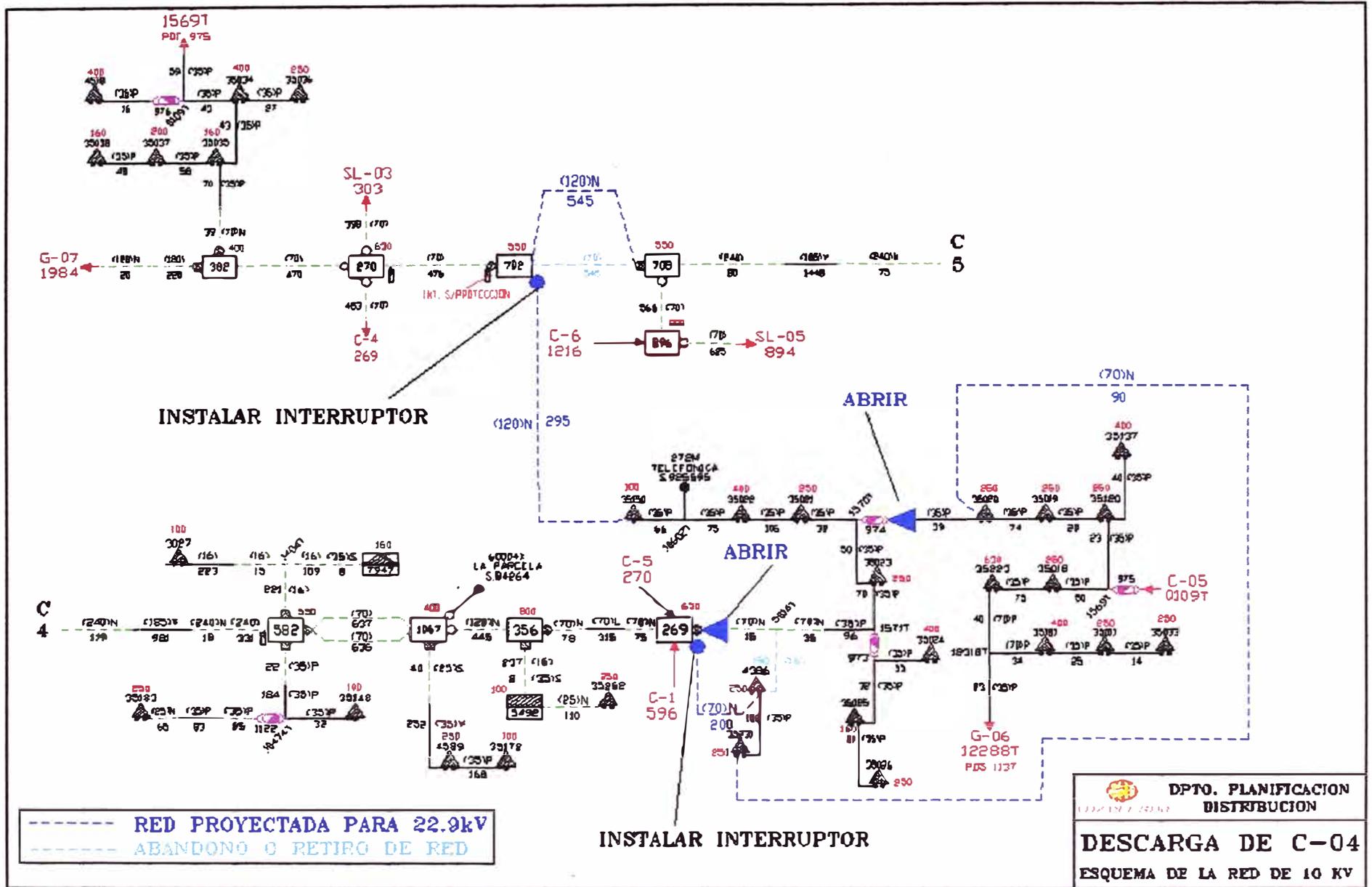


Fig. 2.4 Situación del Alimentador 2006 – Planimetría

Fig. 2.5 Reformas Propuestas – Diagrama Unifilar




**DPTO. PLANIFICACION
DISTRIBUCION**
DESCARGA DE C-04
ESQUEMA DE LA RED DE 10 KV

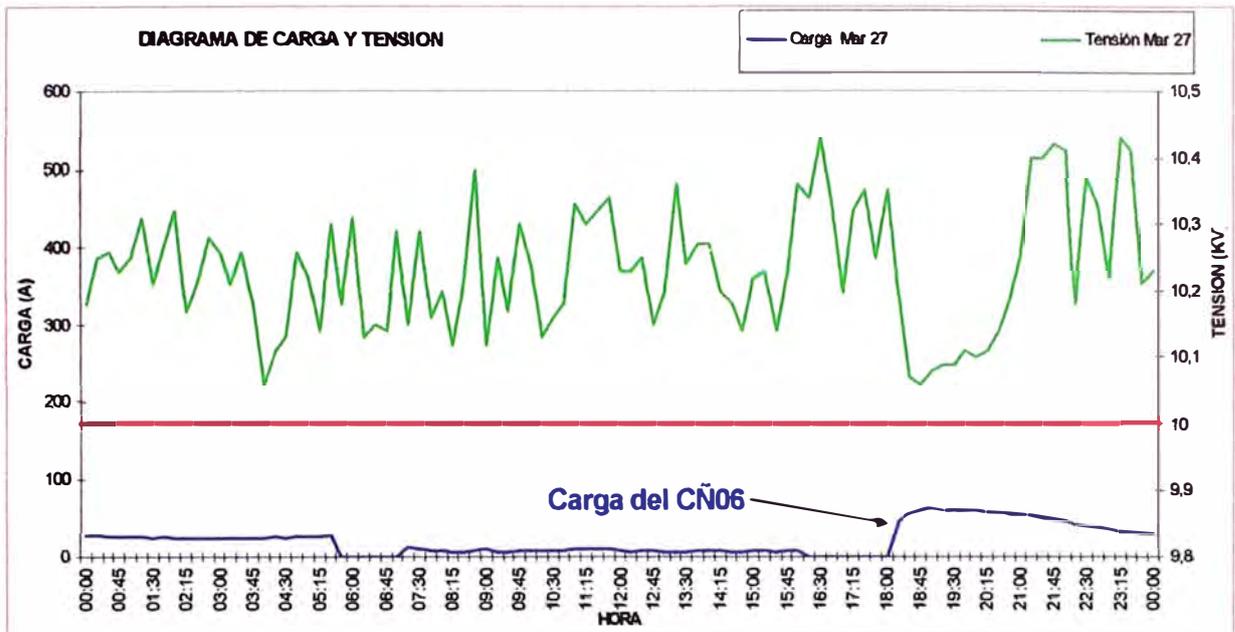


Fig. 2.6 Diagrama de carga y tensión – Regulación en el alimentador CÑ06

a) Análisis

En la tabla 2.3 se muestra las tasas de crecimiento del alimentador VM02 desde abril del 2005 hasta diciembre del 2006, aquí se puede apreciar el sostenido crecimiento de la demanda.

Tabla 2.3 Tasas de crecimiento de Demanda VM02

Año	Tasa
Abril 2005	8%
Abril 2006	8%
Diciembre 2006	11%

Este alimentador atiende cargas de tipo residencial ubicado entre la Av. Julio C. Tello, Av. Primavera, AAHH Valle Hermoso y otros asentamientos de Villa María, en la figura 2.7 se muestra la planimetría del alimentador donde se puede apreciar la gran longitud que tiene este alimentador además de tener muchas ramificaciones con diferentes accesos sobre una geografía complicada.

Para que la distribuidora pueda brindar el servicio de energía eléctrica necesita tender un alimentador extenso como el mostrado en la figura 2.7, el alimentador se ve obligado a atender con pérdidas del orden de 21 kW (según resultados del flujo de cargas). Este problema se podría solucionar instalando un generador distribuido en un lugar conveniente que asegure la mínima cantidad de pérdidas, esta es otra aplicación que podría solucionar los problemas de distribución.

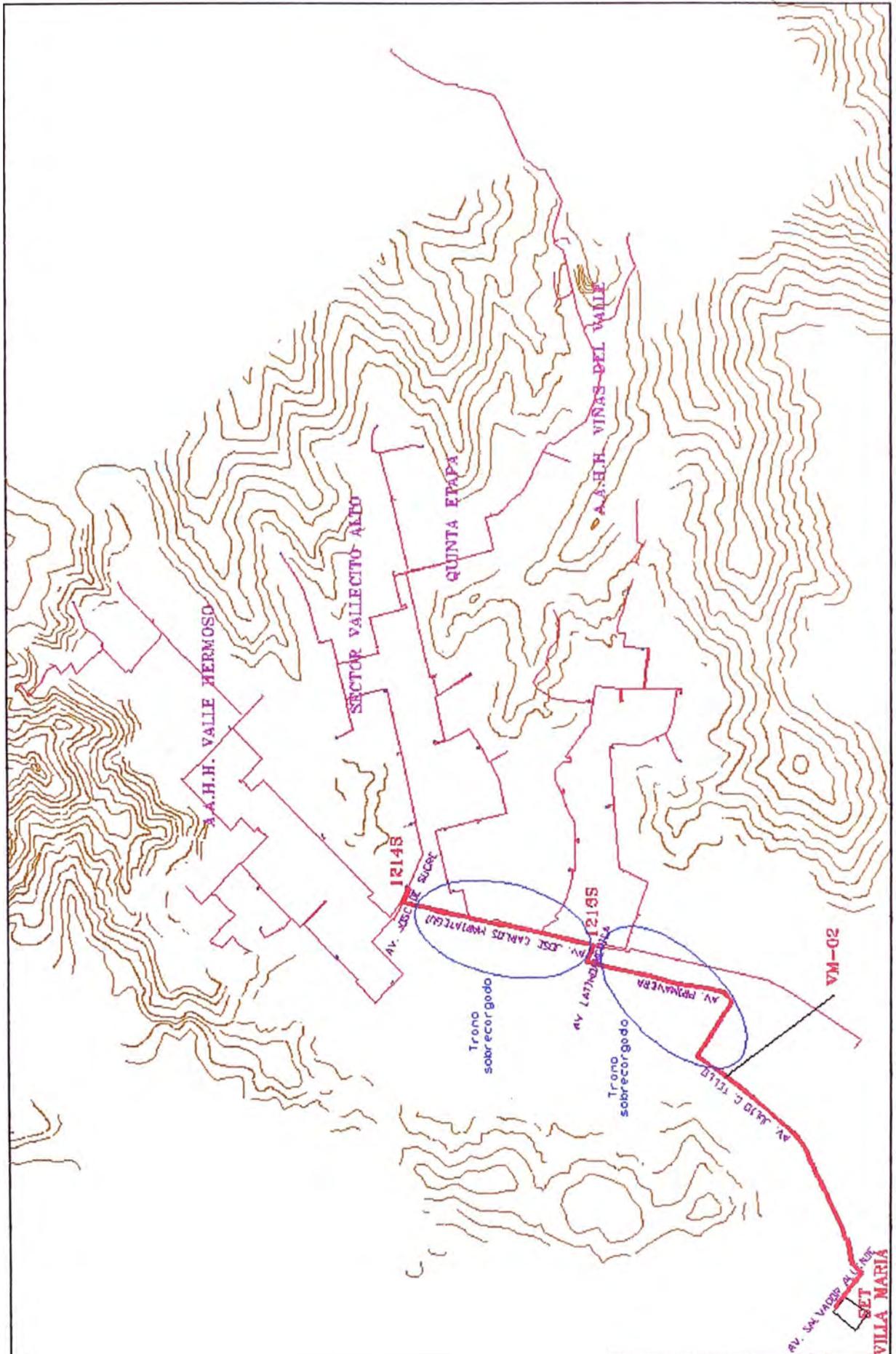


Fig. 2.7 Situación del Alimentador 2006 – Planimetría VM02

2.1.5 El impacto visual y la seguridad

Normalmente no se le presta mucha importancia al impacto visual, pero hay lugares en Lima donde si una persona se asoma por su ventana, en viviendas que tienen más de un piso, lo que verá serán muchos cables y en ciertas ocasiones SAB's impidiendo que se pueda disfrutar del paisaje, además tomando en consideración que el Perú está ubicado en zona sísmica, las instalaciones aéreas no brindan la seguridad requerida en caso de un siniestro.

El panorama mostrado en la figura 2.8 está lleno de cables debido a la gran cantidad de instalaciones aéreas que producen un impacto visual negativo que impiden visualizar el entorno.

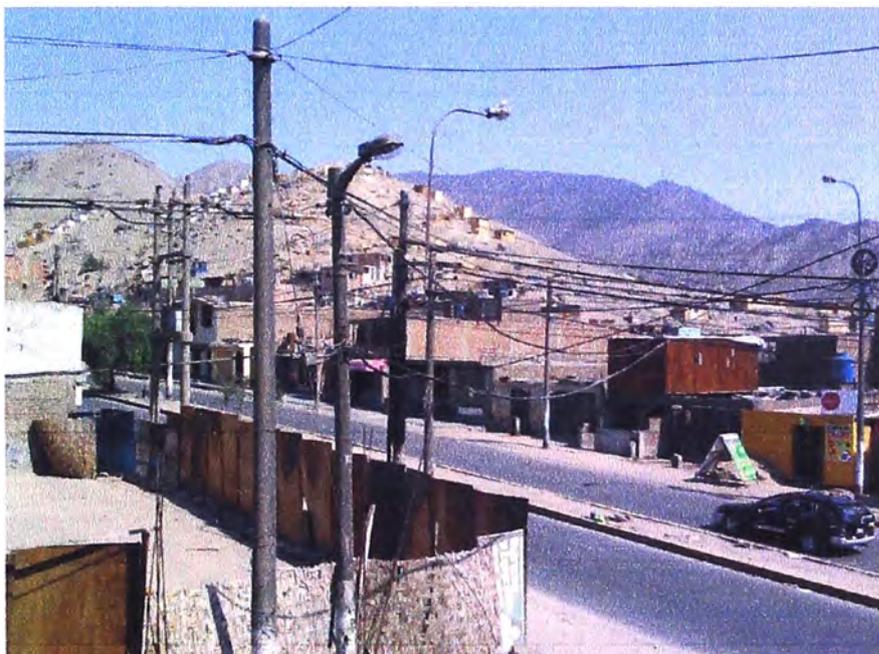


Fig. 2.8 La gran cantidad de instalaciones aéreas, afectan la correcta visualización del entorno (impacto visual).

2.1.6 Dependencia de combustibles fósiles.

Históricamente el Perú es consumidor de combustibles fósiles, las centrales térmicas más antiguas las usaban, y aún en el presente existen varias centrales térmicas que utilizan carbón, diesel y gas natural; en la figura 2.9 [5] se muestra el histórico de evolución de la producción de energía total por tipo de generación del SEIN desde 1997 hasta el 2010. La dependencia de combustibles fósiles también se puede apreciar en la matriz energética nacional, en la figura 2.10 [6] se muestra la estructura de la oferta interna bruta de energía primaria (2009) donde la oferta de petróleo representa el 39% y en la figura 2.11 [6] se muestra la estructura del consumo final de energía por fuentes (2009) donde el consumo de hidrocarburos representa el 62%.

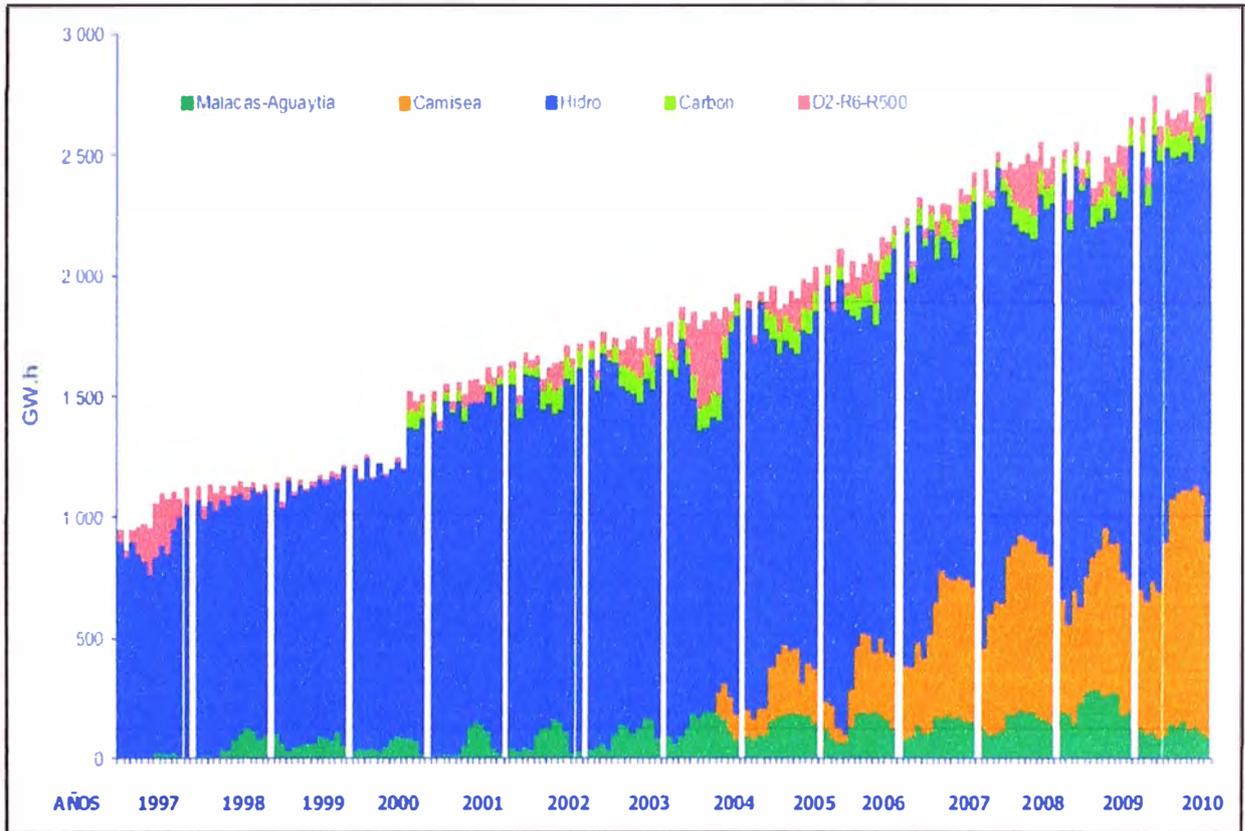


Fig. 2.9 Histórico Producción de Energía por tipo de Generación del SEIN

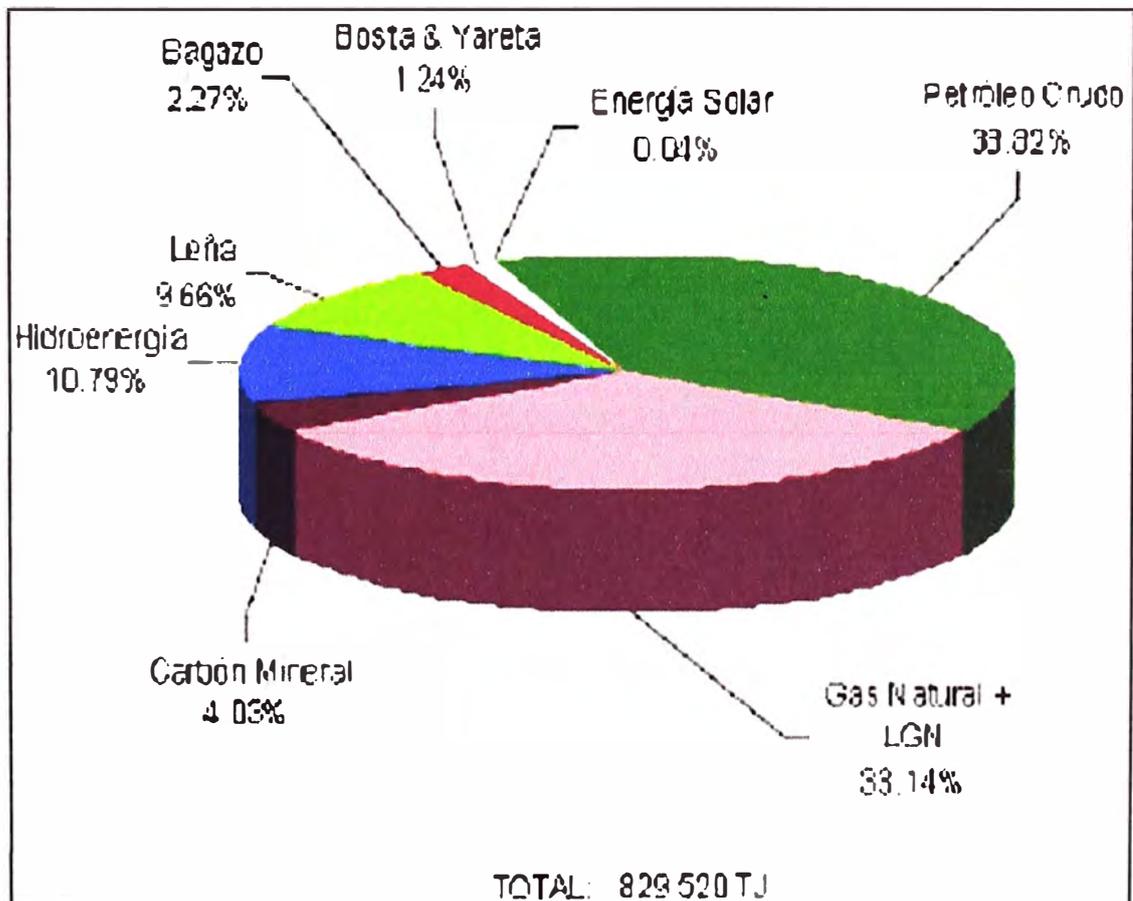


Fig. 2.10 Estructura de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria. (2009)

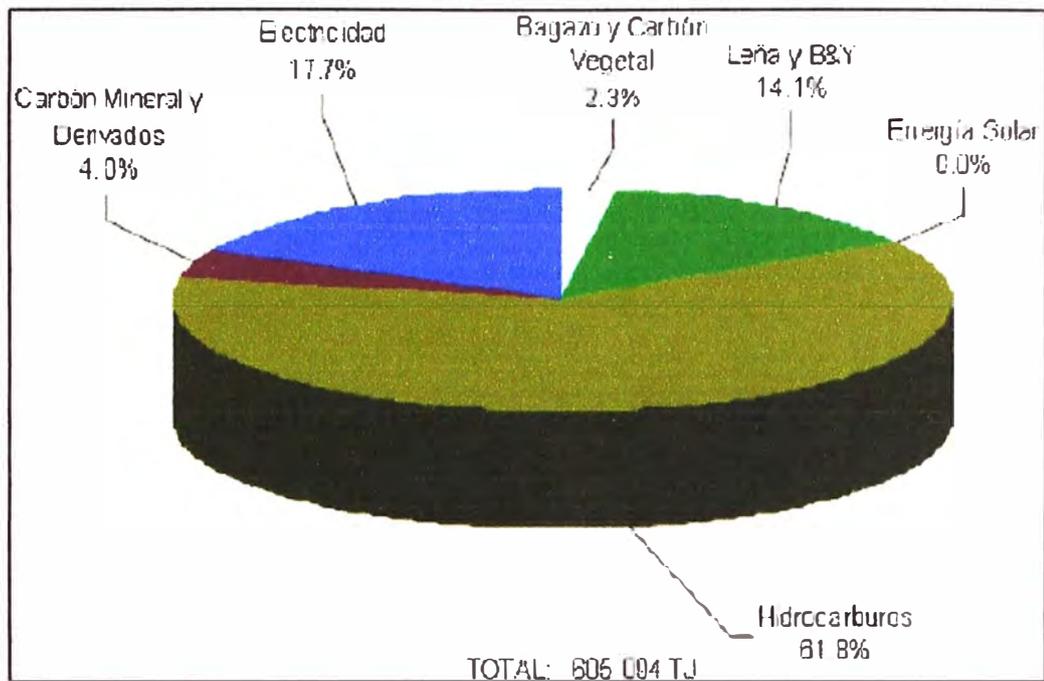


Fig. 2.11 Estructura del Consumo Final de Energía por Fuentes.

2.2 Definición de Generación Distribuida

Generación Distribuida (GD) es definida como un generador eléctrico a pequeña escala, localizada y conectada cerca a la carga que puede o no estar conectado al sistema eléctrico [7]. Éstas generalmente serán unidades menores a 10 MW.

Las unidades más grandes están generalmente conectadas directamente para las instalaciones de transmisión y muy probablemente serán productoras comerciales de energía.

Las unidades instaladas en los sistemas de distribución, típicamente; no serán superiores a 1 o 2 MW. Estos serían instalados en su mayor parte por la misma empresa eléctrica o por usuarios finales. La empresa de energía eléctrica puede instalar tal generación para proveer alimentación adicional, o capacidad de subestación.

Es necesaria una metodología planificadora para que las empresas de energía eléctrica puedan determinar si utilizar GD es una opción atractiva para el incremento de capacidad. Un asunto que surge es la cuestión de propiedad de la generación.

Las empresas eléctricas de distribución que son concesionadas, están prohibidas de poseer grupos de generación, pero podrían sacar provecho de la generación distribuida estando en el alimentador.

Acuerdos de servicios pueden ser estructurados para proveer incentivos a los clientes o a los productores independientes de energía para instalar GD de modo que puede ser operado para el beneficio del sistema de suministro de energía [8].

En la figura 2.12 [9] se muestra un esquema de red con diferentes unidades de generación distribuida.

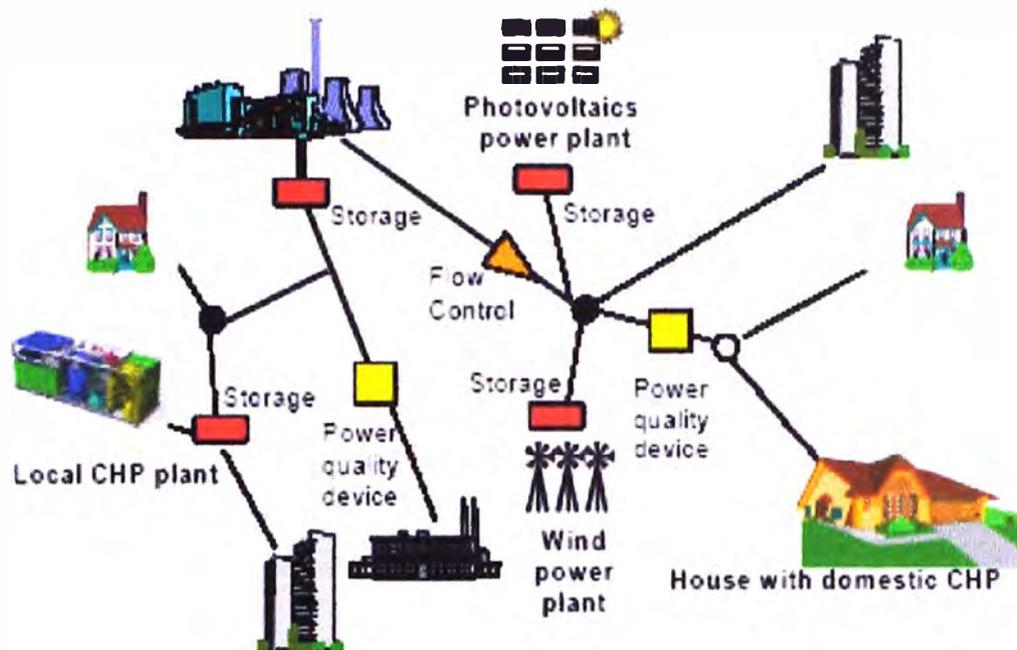


Fig. 2.12 Nuevo Esquema de Red con Presencia de GD

2.3 Beneficios de utilizar Generación Distribuida.

El interés de poner en funcionamiento generadores en paralelo con los sistemas de energía eléctrica, se refuerza por lo siguiente [8] [10] [11]:

Perspectiva de la empresa de servicio eléctrico

- El alivio de capacidad de transmisión.
- El alivio de capacidad de distribución.
- Protección contra los altos precios del mercado.

Perspectiva de usuario final

- Uso eficiente de la energía.
- Confiabilidad mejorada teniendo generación local de reserva.
- Incentivos para proporcionar capacidad de reserva o equilibrar los riesgos del mercado de energía.

Perspectiva comercial del productor de energía

- Nuevo mercado de energía (venta de energía).
- Venta de servicios auxiliares (energía reactiva, capacidad de reserva, etcétera).

2.4 Tipos de Tecnología de Generación Distribuida

A continuación se muestran las diferentes tecnologías que se emplean en GD; se indican los aspectos más importantes.

2.4.1 Motores de Combustibles Fósiles

También conocido como motores alternativos o motores de combustión interna. Esta es la tecnología más usada para la GD. Son una tecnología probada con bajo costo de capital, rango de operación alto, rápida puesta en marcha, eficiencia de conversión eléctrica relativamente alta, y una alta confiabilidad en su funcionamiento. La potencia de los equipos de generación de este tipo más comúnmente utilizados es menor de 1 MW [12].

Se utilizan principalmente dos tipos de motores:

- a) Los motores de gas natural
- b) Los motores Diesel

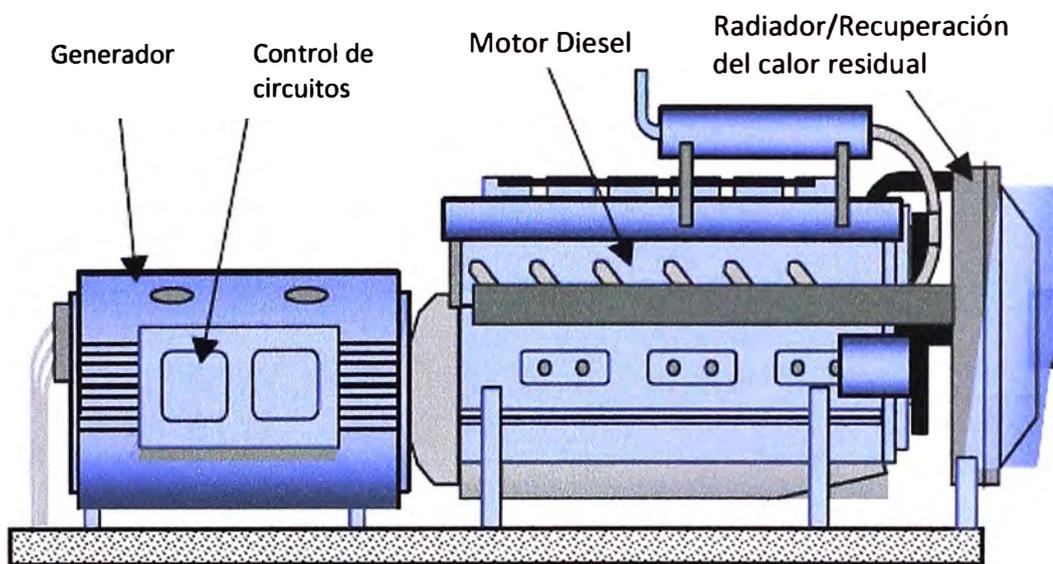


Fig. 2.13 Motor de Combustible Fósil de 250 kW, 3 ϕ , 480V

La eficiencia energética de estos motores se sitúa en el rango de 35 a 40%. Esta tecnología es generalmente la menos costosa de las tecnologías GD, son muy usados como energía de reserva [11]. Las principales desventajas de estos motores de combustibles fósiles son: el ruido, costes de mantenimiento y emisiones altas [9] [12]. En la figura 2.13 se muestra un motor de combustible fósil [13].

2.4.2 Turbinas a Gas

En concepto es similar a una turbina a vapor, pero el gas natural o petróleo se quema dentro de la propia turbina, produciendo un gas caliente en expansión que empuja contra las cuchillas de la turbina, creando movimiento circular. Las turbinas de gas son básicamente motores a reacción sólo grandes, como los utilizados en los grandes aviones. Se convirtieron cada vez más popular como fuentes generadoras en el último tercio del siglo XX. [13]

El calor que producen las turbinas las hacen una muy buena opción para cogeneración. Son muy usadas en la industria. El combustible a usar suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diesel. Sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión; el tiempo de arranque es corto (10 minutos); y requieren un mínimo de espacio físico. Su coste de mantenimiento es ligeramente inferior que para motores a base de combustibles fósiles, y también su eficiencia eléctrica. Las turbinas de gas pueden ser ruidosas [12]. En la figura 2.14 se muestra una turbina a gas [9].

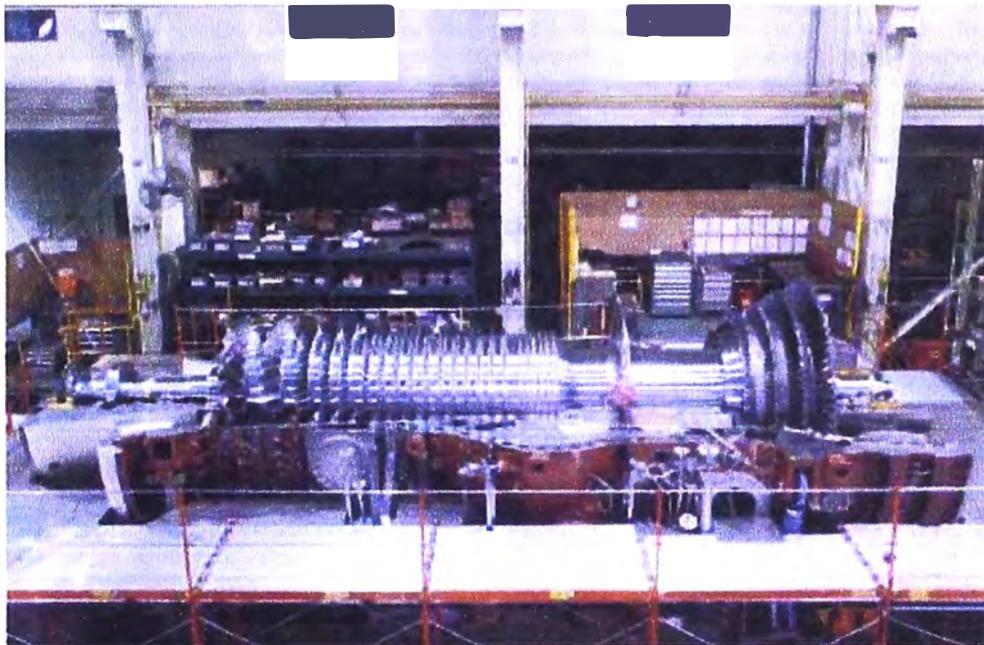


Fig. 2.14 Turbina a Gas

2.4.3 Microturbinas

Las microturbinas que se consideran como GD son principalmente de dos tipos:

a) Microturbina a Gas (MGTs)

Las microturbinas a gas provienen de la tecnología de la turbina de gas para escala más pequeña, realmente son pequeños motores a chorro. Al igual que los grandes generadores de turbinas a gas, MGTS funcionan con combustible fósil que se quema para producir una corriente muy fuerte de gas caliente, que acciona una turbina, que en a su vez hace girar un generador de corriente alterna. Una de las características técnicas más resaltantes es su velocidad giratoria, la cual es muy alta. Esta tecnología tiene grandes avances entre ellos está que tiene rodamientos presurizados de aire que evitan el desgaste metal con metal y tienen un sistema automatizado de control [13]. Las unidades individuales se extienden de 30-200 KW pero pueden estar combinadas fácilmente. Hacen

mucho menos ruido que un motor de tamaño comparable. Las aplicaciones pueden ser como reserva de energía, confiabilidad, cogeneración y vehículos eléctricos híbridos.



Fig. 2.15 Microturbina a gas de 100 kW

El gas natural es el combustible más común, además el gas landfill o biogás, diesel, kerosene incluso carbón pulverizado que también pueden ser usados. La eficiencia varía según el combustible que aproximadamente es 25%. [12][13] En la figura 2.15 [14] se muestra una microturbina a gas.

b) **Microturbina Hidráulica**

Las micro centrales hidráulicas son centrales de bajas potencias, menores a 100 KW. Los beneficios son referidos a la no contaminación ambiental; mantenimiento mínimo y rendimiento superior a las demás tecnologías de GD.

Una de sus mayores desventajas es el flujo irregular que se puede dar en pequeños ríos a lo largo del año. Sin embargo, si es posible la construcción de una presa de acumulación se puede controlar en cierto grado esta variación. Existe una clasificación de acuerdo a su capacidad de generación, los tipos que interesan son:

- Mini centrales: Poseen una potencia superior a 100 kW e inferior a 1MW.
- Micro centrales: Poseen una potencia superior a 1 kW e inferior a 100 kW.

La potencia utilizable en una central hidráulica depende, además del caudal, del salto de agua y de la eficiencia de los componentes que intervienen en la generación de electricidad. [12]

Los sistemas de microhidrogeneración normalmente se utilizan en zonas aisladas que alimentan a pequeñas industrias y/o comunidades rurales, las de mayor potencia se pueden utilizar para alimentar una pequeña red independiente donde puedan existir pequeños talleres. Otra aplicación se tiene cuando el eje de una turbina acciona directamente un molino de granos (transmisión mecánica directa), también es posible que en una instalación se accionen al mismo tiempo un generador eléctrico y una máquina de procesamiento. [15]

2.4.4 Celdas de Combustible

Es básicamente una batería energizada por un proceso electroquímico en el que a partir de hidrógeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad. Al ánodo llega el combustible fósil (Hidrógeno) donde pierde un electrón gracias a la colaboración de algún catalizador que dopa el electrodo; de esta manera el ión H^+ resultante inicia su desplazamiento a través del electrolito hacia el cátodo (donde se encuentra el Oxígeno), se combina con el oxígeno y se obtiene una reacción exotérmica generando calor y agua. Dentro de la celda de combustible se crea un flujo eléctrico que produce tensión dc, y es requerido un inversor para adaptación al sistema de energía ac. La celda de combustible genera tensiones pequeñas alrededor de 1.2 Vdc, pueden ser conectadas en serie y/o paralelo para lograr la potencia y tensión deseada. En la figura 2.16 [16] se muestra un esquemático de una celda de combustible.

Existen cinco tipos principales, variando en los productos químicos y los catalizadores que les hace funcionar. Estos son:

- Celda de combustible de membrana de intercambio de protón (PEMFC)
- Celda de combustible alcalina (AFC)
- Celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC)
- Celda de combustible de carbonato fundido (MCFC)
- Celda de combustible de óxido sólido (SOFC)

Algunas características de estos tipos de celda de combustible se muestran en la tabla 2.4 [13], de estos cinco solo AFC es el menos apropiado para propósitos de generación de energía debido a que requiere oxígeno puro, sin embargo los otros cuatro solo requieren usar aire. En la tabla 2.5 [16] se muestran los tamaños de potencia según los tipos de celda de combustible.

Poseen una eficiencia de conversión muy alta. También el calor residual generado por la celda de combustible usualmente puede servir para la cogeneración como vapor, aire

acondicionado, aire caliente y calefacción, entonces el rendimiento global de tal sistema podría ser tan alto como 80%. Solo hay que asegurar un suministro continuo de flujo de combustible y flujo de aire, para tener energía ininterrumpidamente. Como no hay combustión, por ser un proceso electroquímico de oxidación, las emisiones nocivas son bajas. [11], [12], [13], [17]

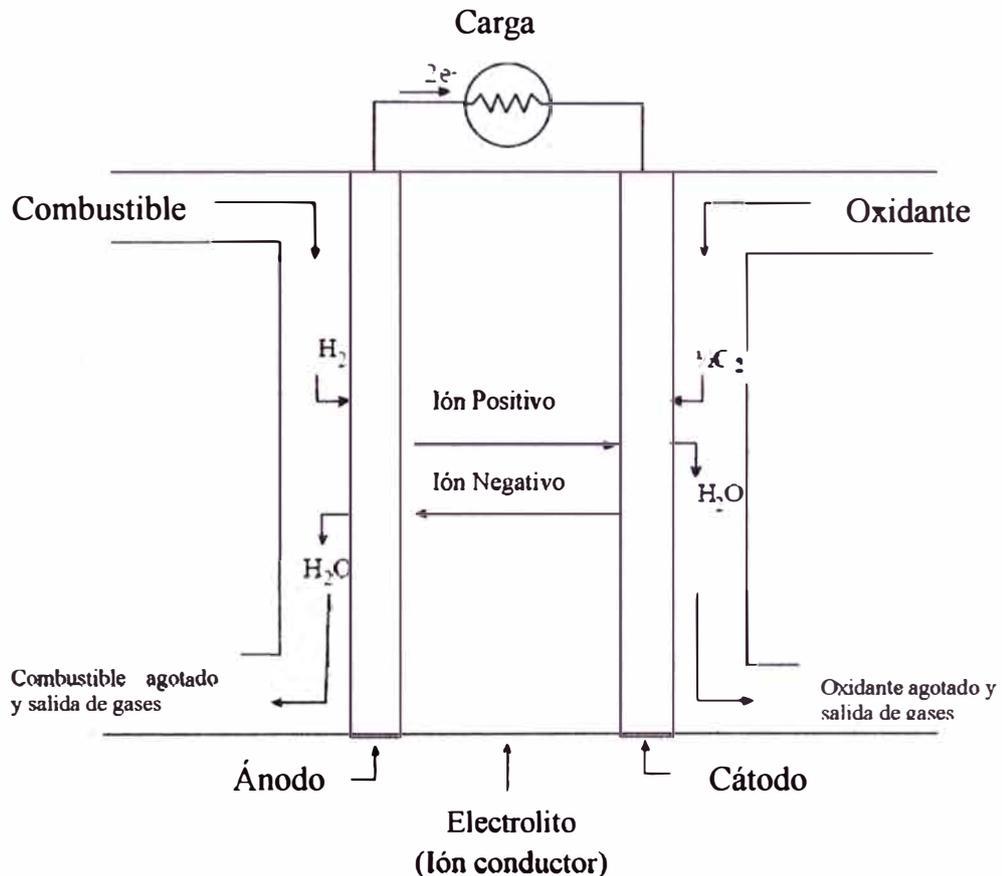


Fig. 2.16 Esquemático de una celda de combustible individual

Tabla 2.4 Características de los principales tipos de celda de combustible

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	Polímero	KOH & H_2O	H_3PO_4	$LikaCo_3$	Estabilizado
	Membrana	Acido fosfórico	Carb. Litio	Arconia	
Construcción típica	Plástico, metal	Plástico, metal	Acero	Titanio	Cerámica
Necesita reformador por separado	Si	Si	Si	No	No
Oxidante	Usa aire	O_2 Puro	Usa aire	Usa aire	Usa aire
Temperatura Interna	$85^\circ C$	$120^\circ C$	$190^\circ C$	$650^\circ C$	$1000^\circ C$

Eficiencia de celda básica	30% +	32% +	≈40%	≈42%	≈45%
Aplicación típica	Auto, aeronave	Auto, otros	GD	GD grande	GD muy grande
Costo de Instalación \$/kW	\$ 1,400	\$ 2,700	\$ 2,100	\$ 2,600	\$ 3,000

Tabla 2.5 Atributos de las celdas de combustible en aplicaciones para GD

Tipo	Tamaño	Eficiencia (%)
Celda de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)	50 kW - 1MW	40
Celda de Combustible de Óxido Sólido (SOFC)	5 kW - 3MW	45 - 65
Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protón (PEMFC)	< 1 kW - 1MW	34 - 36

Las aplicaciones más importantes para esta tecnología en GD según [16] son:

- **Peak Shaving**, Los costos de energía fluctúan de hora en hora dependiendo de la demanda y la generación, por lo tanto, los clientes optan por utilizar generación distribuida durante relativamente el alto costo en periodos pico.
 - **Combined heat and power (CHP) (Cogeneration)**, La energía térmica creada mientras que se convierte el combustible a electricidad se utilizaría para calefacción además de electricidad en áreas remotas para los sitios que tienen una demanda térmica / eléctrica las 24 horas.
 - **Grid support**, La colocación estratégica de la generación distribuida puede proporcionar beneficios del sistema y excluye la necesidad de costosas actualizaciones y proporciona electricidad en las regiones donde los pequeños incrementos de la nueva capacidad de carga se necesitan.
 - **Standby power**, Es la energía proporcionada durante las interrupciones del sistema eléctrico por un sistema de GD hasta que el servicio puede ser restaurado. Esto se utiliza para los clientes que requieren energía de respaldo confiable por razones de salud o seguridad, las empresas con equipos sensibles al voltaje, o cuando los costos de interrupción son inaceptablemente altos.
 - **Remote/Stand alone**, - El usuario está aislado de la red ya sea por elección o circunstancia. El propósito es para aplicaciones remotas y unidades móviles para suministrar electricidad cuando sea necesario.
- a) **Electrónica de Potencia como Interfaz para la Celda de Combustible**

El circuito de acondicionamiento de energía para la celda de combustible comúnmente consiste de un convertidor dc/dc y un inversor dc/ac como se muestra en la fig. 2.17 (a), otra posible configuración del sistema incluye un convertidor dc/ac el cual convierte la tensión en una tensión ac de alta frecuencia, luego un cicloconvertidor es usado para cambiar la tensión de alta frecuencia en una tensión ac de frecuencia de la red como se muestra en la fig. 2.17 (b). [17]

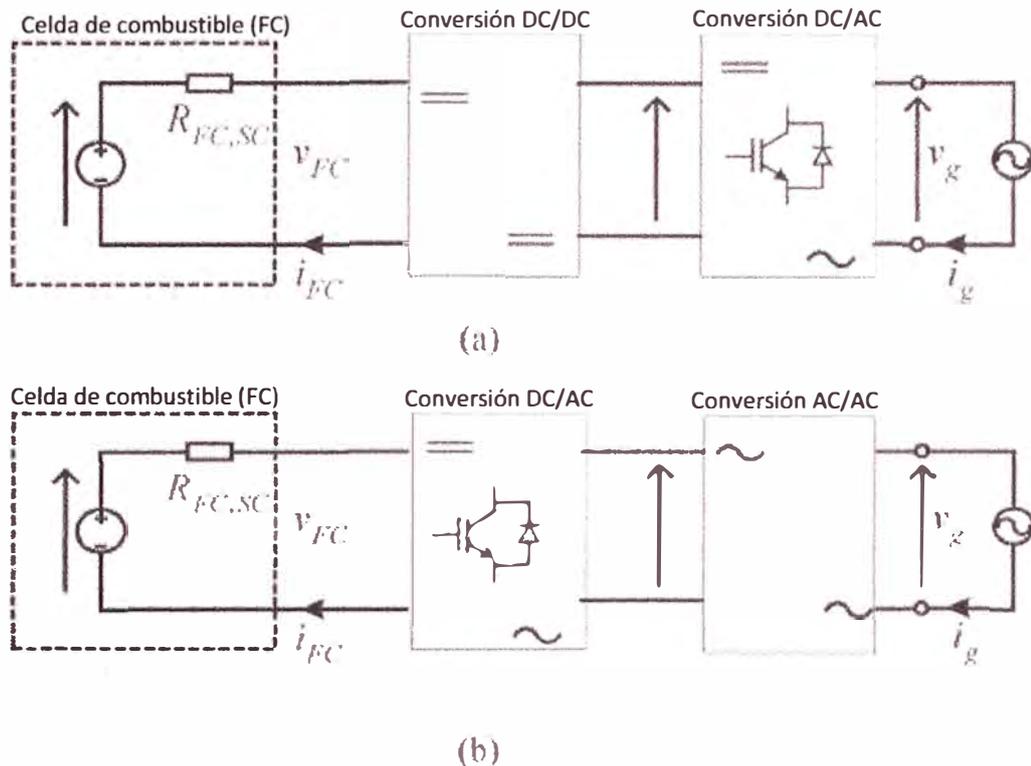


Fig. 2.17 Esquema de los sistemas de acondicionamiento de la celda de combustible con electrónica de potencia. (a) dc/dc, enlace dc, y conversión dc/ac y (b) dc/ac, enlace ac, y conversión ac/ac.

La gran desventaja es su elevado costo de construcción ya que requieren materiales especiales para, entre alguna de ellas el aislamiento térmico especial y los sellos de alta presión; si estos costos son más competitivos con respecto a las otras tecnologías de GD se tendrá una excelente opción.

En la figura 2.18 se muestra una planta PAFC en 200 kW instalado en sitio. [16]. En el anexo A1.1 se pueden ver las características de esta planta.

2.4.5 Generación Fotovoltaica

Esta tecnología aprovecha la luz solar, que al medio día tiene un pico de densidad de 1 kW/m^2 en el trópico de la superficie terrestre. El elemento básico del sistema fotovoltaico (PV) es la celda solar fotovoltaica. Las celdas fotovoltaicas constan de un material semiconductor especialmente tratado (normalmente silicio) que produce un

potencial eléctrico cuando se expone a la luz (efecto fotovoltaico). El funcionamiento de la celda solar de silicio es como sigue, consta de dos capas; una tipo “n” y la otra tipo “p”; cuando la celda se expone al sol, muchos fotones impactan la superficie superior de la celda tipo “n”, los fotones llevan energía que entregan a los electrones que están en la capa inferior tipo “p”, esta energía es usada por los electrones para saltar a la capa superior tipo “n” a través de la barrera y escapar por el circuito externo, de esta manera el flujo de electrones circula alimentando la carga. [10] [18]



Fig. 2.18 Celda de combustible PC-25

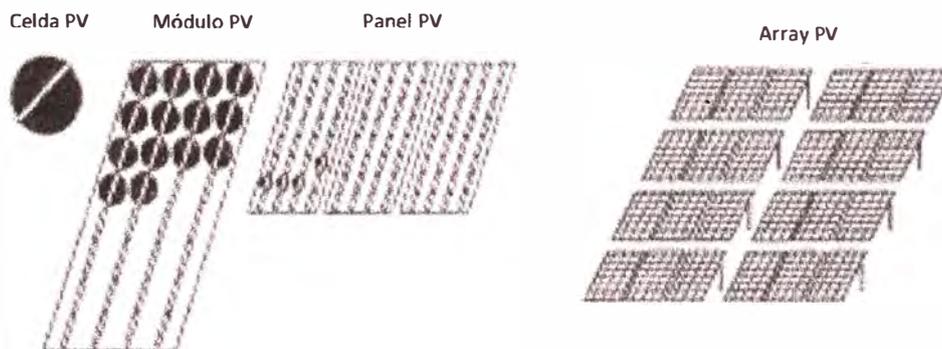


Fig. 2.19 Estructuras fotovoltaicas (PV); de izquierda a derecha celda, módulo, panel y arreglo o array.

La celda solar de Silicio típicamente produce tensión del orden de 0.5 Volt/celda, se requieren conectar múltiples celdas para formar módulos fotovoltaicos, a la agrupación física de módulos conectados eléctricamente en una estructura soporte se le llama panel y al agrupar varios paneles se obtiene el arreglo o array, esto se hace para conseguir mayores tensiones según la aplicación deseada, estas estructuras se muestran en la fig. 2.19 [19]

La potencia de los módulos fotovoltaicos se encuentra entre 40 W y 175 W, muchos paneles fotovoltaicos tienen una configuración estándar para que puedan trabajar con baterías de 12 V [10]; un sistema de energía fotovoltaico puede ser clasificado en tres tipos [9], [10], [19]:

- Autónomo (stand-alone), son usados en áreas remotas sin acceso a la red eléctrica, requieren baterías y regulador de carga.
- Híbridos (Hybrid), son usados en áreas remotas donde adicional a la generación fotovoltaica también se conecta un generador diesel o un generador eólico.
- Conectado en paralelo a la red eléctrica (Grid connected), normalmente consume la energía fotovoltaica generada y la red es su respaldo, el excedente de energía es inyectado a la red.

En la fig. 2.20 [19] se muestran los tres tipos de sistemas fotovoltaicos descritos. Los módulos PV tienen una vida útil por encima de 20 años dependiendo de las características ofrecidas por el fabricante [17], [20] sin embargo, la capacidad de generación de energía puede reducirse a 75 – 80% del valor nominal debido a envejecimiento. Existen muchos tipos de tecnología fotovoltaica comprobadas, donde la celda de Silicio monocristalino (modulo PV tiene una eficiencia de 10% a 15%) y el policristalino (tiene una eficiencia de 9% a 12%).

Otros tipos son: película delgada de Silicio amorfo (eficiencia de 10%) [17]; los costos de instalación van desde \$5,000 a \$20,000/kW esta tecnología aún es muy costosa en comparación a las otras tecnologías renovables, pero tiene un costo de operación muy bajo, esta tecnología se sigue investigando y desarrollando para reducir los costos [11] [17].

a) Aplicaciones de la Generación Fotovoltaica

Se muestra el siguiente ejemplo [13]: En la figura 2.21 se ilustra un sistema fotovoltaico puesto en una casa unifamiliar y diseñada para ser capaz de proporcionar energía a esta casa que es equivalente en calidad y disponibilidad al suministrado por una empresa eléctrica. Los paneles cubren casi todo el techo.

Se requiere un gran conjunto de baterías, junto con un fuerte convertidor de sistema. Pero el sistema, cuesta casi tanto como la casa misma, si se tiene en cuenta los costos de mantenimiento, etc., provee energía abundante de alta calidad, confiable y “gratis”, sin necesidad de líneas de servicio público y sin ningún tipo de impactos ambientales importantes.

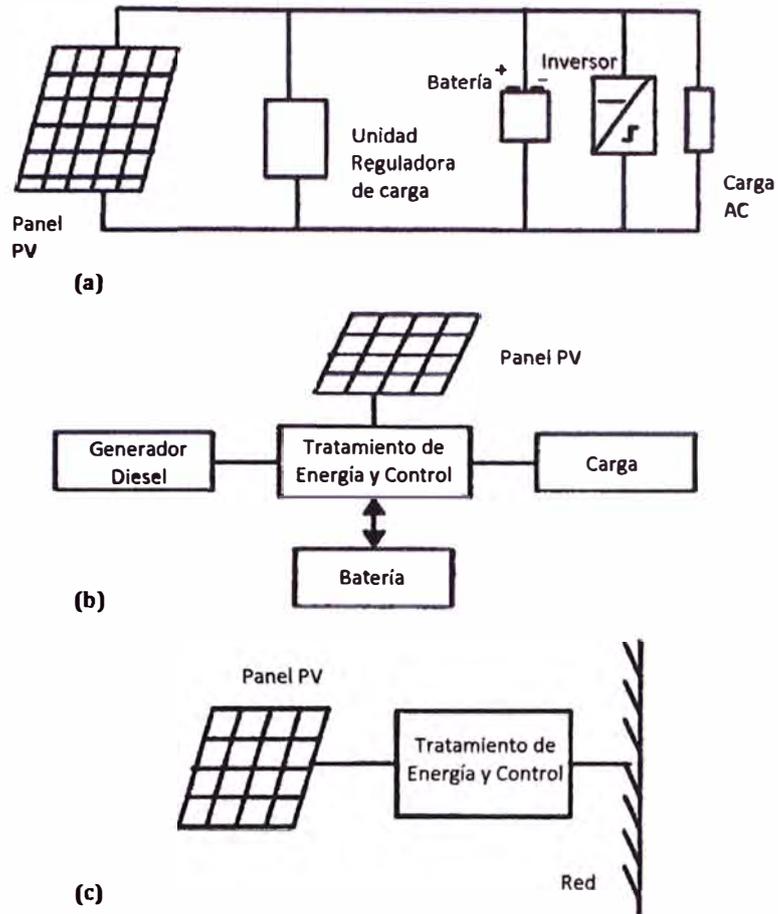


Fig. 2.20 (a) Sistema PV Autónomo;
 (b) Sistema PV Híbrido; (c) Sistema PV
 Conectado en Paralelo a la Red Eléctrica

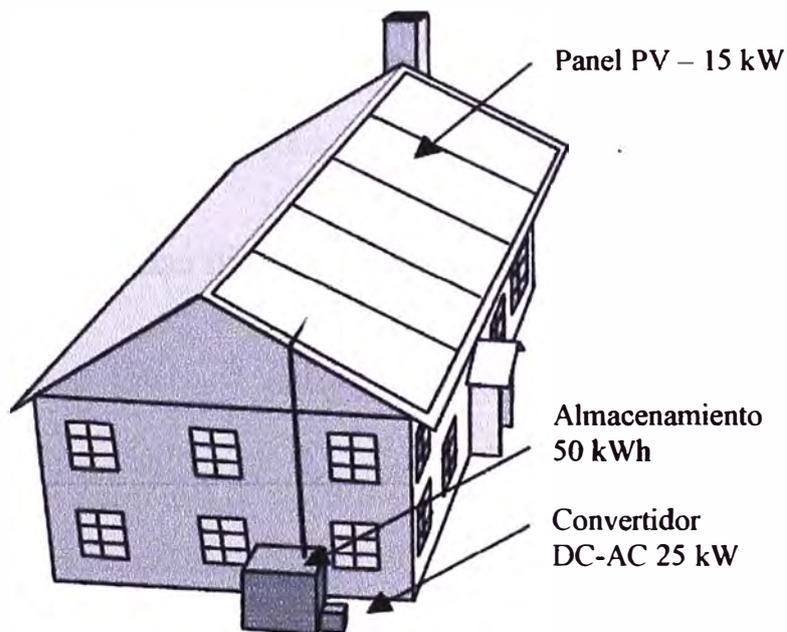


Fig. 2.21 Casa Unifamiliar típica alimentada por paneles fotovoltaicos

Algunas características de este sistema fotovoltaico diseñado para alimentar una casa típica, consisten de 120 metros cuadrados de paneles que “techan” la casa y produce

un pico de luz solar de alrededor 15 kW. Las baterías almacenan 50 kWh de energía para el uso por la noche, ligeramente más que suficiente para hacerlo un día completo, y un convertidor DC/AC transforma la energía a corriente alterna, para las necesidades de toda la casa. El convertidor de 25 kW necesita su considerable exceso de capacidad por encima del máximo de la vivienda (alrededor de 8 kW) con el fin de manejar los picos de aguja del patrón del diagrama de carga residencial.

Para el caso de la electrificación rural en el Perú, en donde el consumo es muy bajo se plantean sistemas como el mostrado en la Fig. 2.22 (a) sistema típico para vivienda rural [21], (b) Características de implementación para una vivienda rural en el Perú [22].

2.4.6 Generación Eólica

La generación eólica es una de las fuentes de energía con mayor crecimiento de implantación en el mundo y reconocida como una de las más promisorias de las nuevas fuentes para la generación de energía eléctrica en el corto plazo [10], [23]. Esta tecnología aprovecha la energía del viento para generar energía eléctrica. Con el viento pasando por las hélices de las turbinas generando un empuje sobre ellas haciendo que se ejerza una fuerza de rotación o torque sobre el eje de la turbina. El eje de la turbina está conectado a una caja de velocidades cuya salida se acopla a un generador. La caja de velocidades incrementa la velocidad de rotación del eje al valor apropiado para impulsar el generador que convierte la energía mecánica en eléctrica. La potencia de salida del generador se aplica a un transformador donde se transforma la energía de baja tensión en otra en alta tensión que será colectada en la red eléctrica [10].

Los principales factores que han contribuido al desarrollo de la tecnología de la energía eólica son [19]:

- Compuestos de fibra de gran esfuerzo para confeccionar grandes álabes de bajo costo.
- Operación de velocidad variable de generadores eólicos para capturar máxima energía.
- Avances en electrónica de potencia y la disminución asociada del costo.
- Mejora de la operación de la planta y eficiencia.
- Economía de escala debido a la disponibilidad de grandes plantas de energía eólica.
- La experiencia acumulada del campo mejorando el factor de capacidad.
- Prototipos de computadora mediante el modelado de sistemas precisos y simulación.

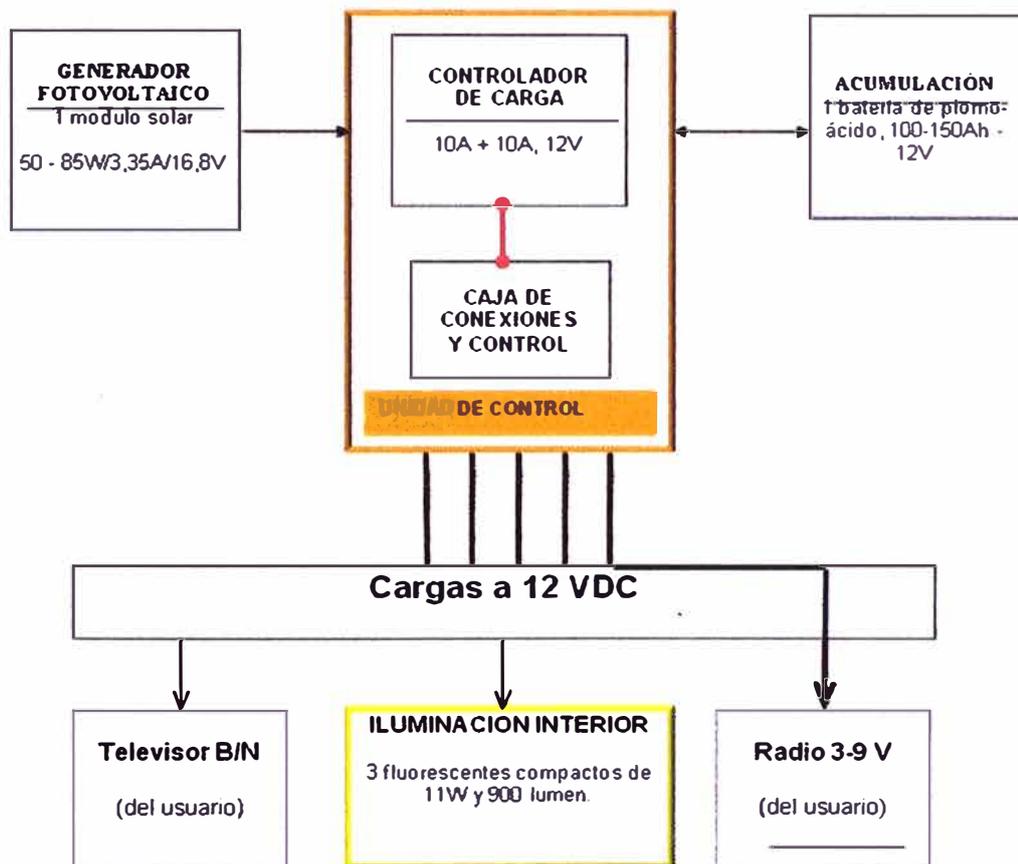
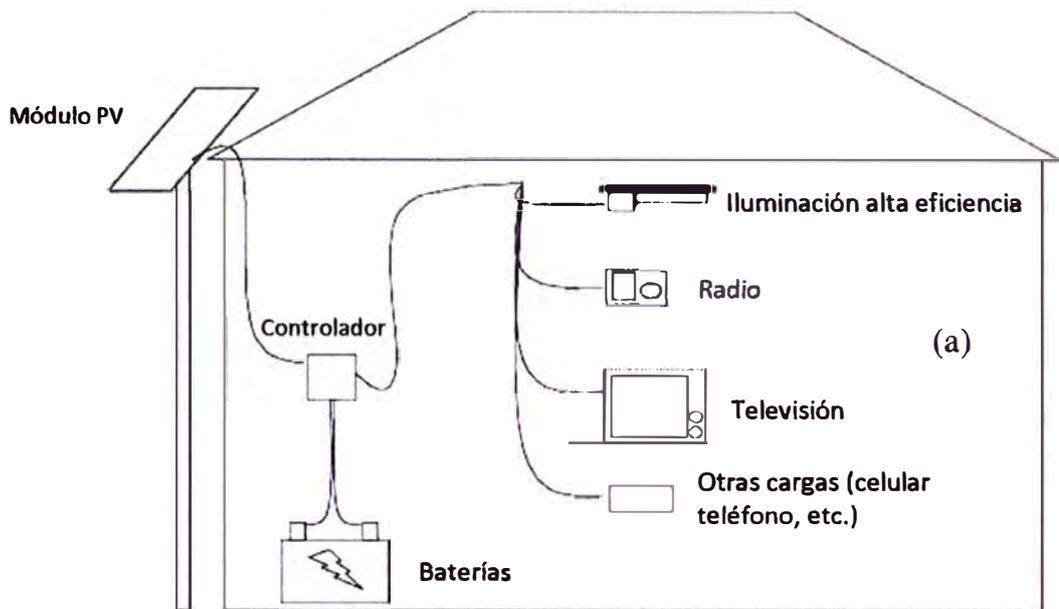


Fig. 2.22 (a) Sistema PV típico para vivienda rural,
(b) Características de implementación para una vivienda rural en Perú.

La habilidad de una turbina eólica de extraer energía del viento es una función de tres factores principales [19]:

- Disponibilidad de la energía del viento.
- Curva de potencia de la máquina.
- Habilidad de la máquina para responder a perturbaciones del viento.

De manera similar a lo expuesto en la generación fotovoltaica, existen tres tipos de sistemas de energía eólica: stand-alone, hybrid y grid-connected [19]. Esta tecnología es muy usada en áreas rurales, para dar energía a casas o para bombeo de agua; al agrupar varias turbinas eólicas se tienen los parques eólicos que pueden generar gran cantidad de energía que puede inyectarse a la red (en la figura 2.23 [19] se muestra un diagrama de bloques de este sistema); también se instalan parque eólicos en el mar (offshore).

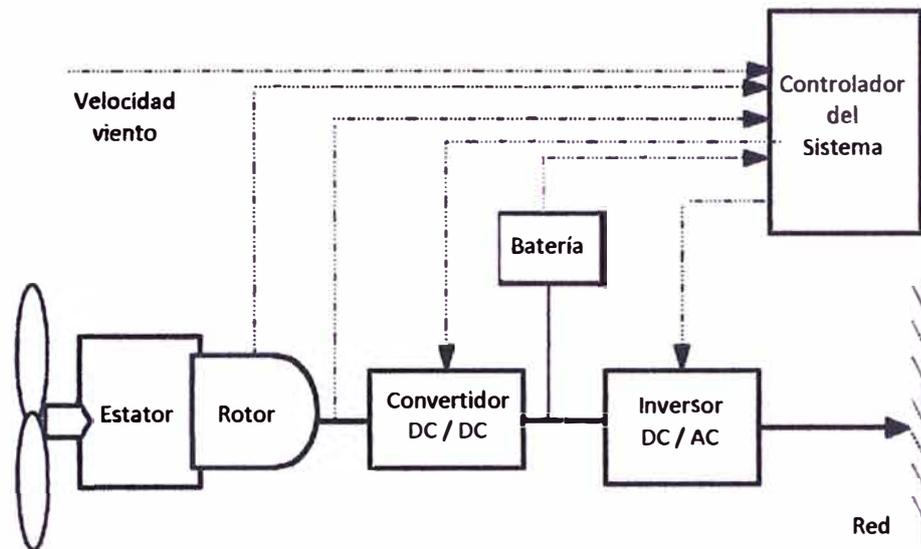


Fig. 2.23 Diagrama de Bloques del Sistema de Energía Eólica conectado en paralelo a la red eléctrica.

a) Tipos de Turbinas Eólicas

Existen dos tipos de turbinas eólicas disponibles:

- Turbinas eólicas de eje horizontal
- Turbinas eólicas de eje vertical

Las turbinas de eje horizontal son las más usadas en la figura 2.24 se muestran una variedad de turbinas de eje horizontal y vertical [13].

b) Turbinas Eólicas de Velocidad Variable y aplicaciones de la electrónica de potencia

El desarrollo en los sistemas de turbinas de viento ha sido constante en los últimos 25 años y existen de cuatro a cinco generaciones de turbinas de viento. La tecnología de la turbina de viento puede ser dividido en tres categorías: los sistemas sin electrónica de potencia, los sistemas con electrónica de potencia parcial y los sistemas con electrónica de potencia a gran escala interconectando turbinas eólicas. Los sistemas de turbinas eólicas en la figura 2.25 usan generadores de inducción, los cuales no dependen de la variación del torque, mantiene una velocidad casi fija (variación de 1–2%). La potencia es limitada

aerodinámicamente ya sea por control del ángulo de paso (pitch control), control de pérdida (stall control) o control por pérdida activa (active stall). Un soft-starter es normalmente usado para reducir la corriente de inrush durante el arranque. También un compensador de energía reactiva es necesaria para reducir (casi eliminar) la demanda de potencia reactiva de las turbinas generadoras. Se hace usualmente activando continuamente el banco de capacitores siguiendo la variación de carga (5-25 pasos). Estas soluciones son atractivas debido al bajo costo y alta confiabilidad.

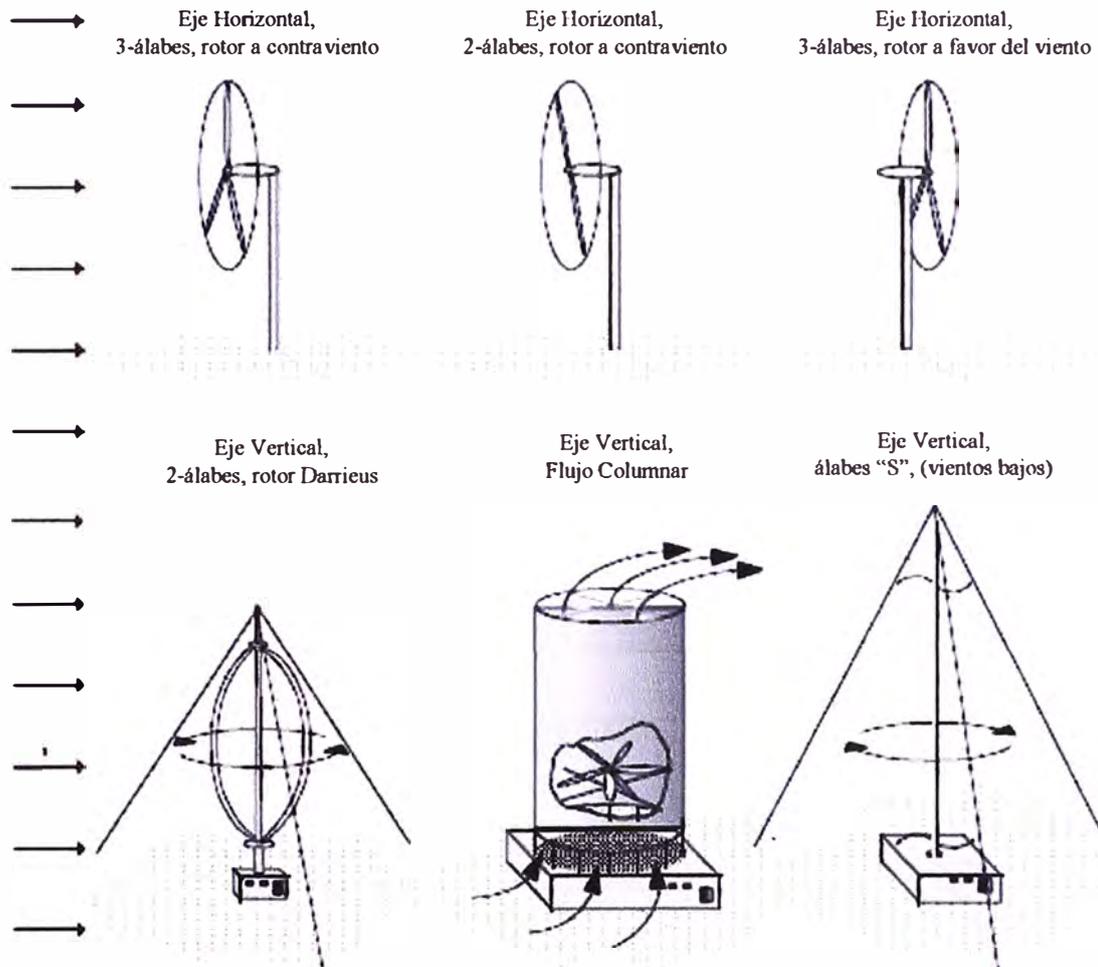


Fig. 2.24 Una gran variedad de diseños de turbinas eólicas han sido probados, varios de los cuales se muestran. Los tres de la fila superior representan los tipos más usados.

La siguiente categoría es turbina eólica con convertidores de potencia a medias y un mucho más mejorado control de funcionamiento se puede obtener, la figura 2.26 muestra dos soluciones. La figura 2.26 (a) muestra un sistema con turbina eólica donde el generador es un generador de inducción con rotor bobinado. Una resistencia adicional controlada por electrónica de potencia es añadida en el rotor, la cual brinda un rango de velocidad de 2 a 4%. El convertidor de potencia para el control de la resistencia del rotor es para bajos voltajes pero para altas corrientes. Al mismo tiempo un control adicional de

libertad es obtenido a velocidades de viento superiores en orden para mantener la potencia de salida fija. Esta solución también necesita soft-starter y compensador de energía reactiva.

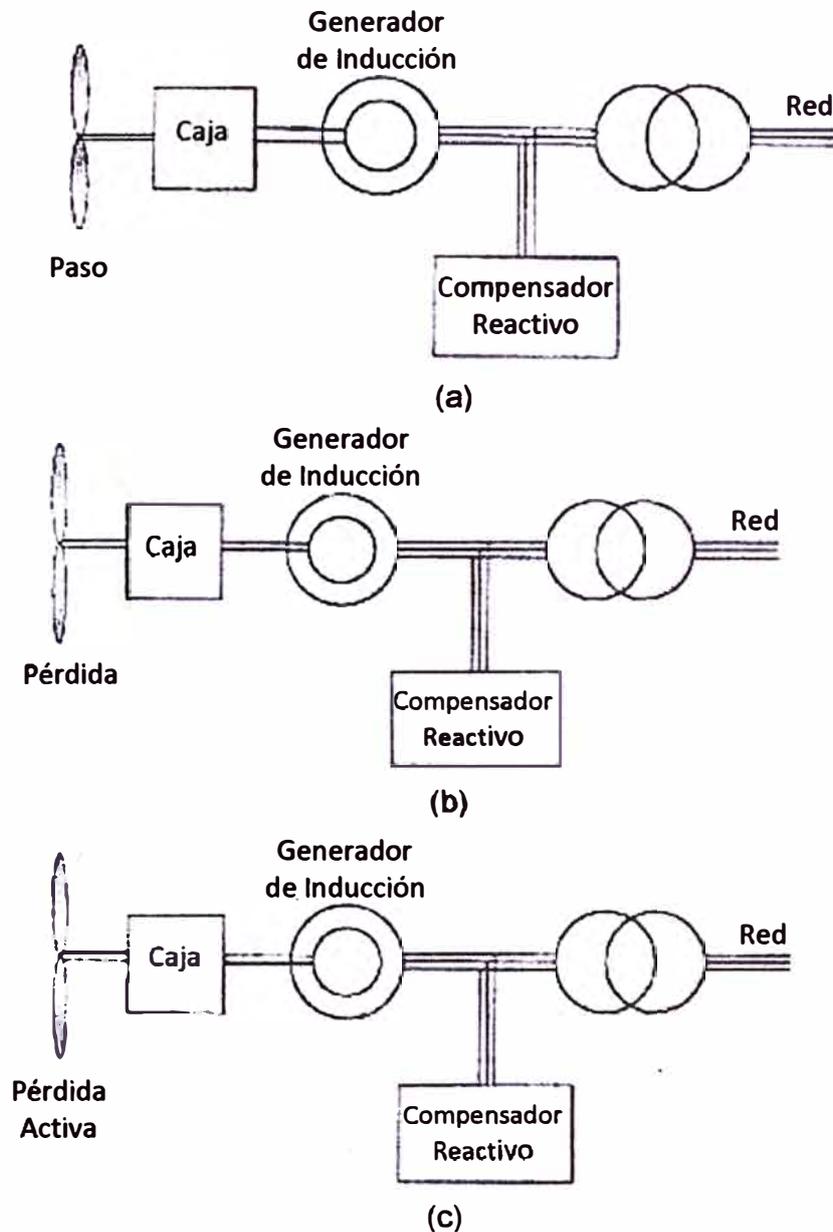


Fig. 2.25 Sistemas de turbinas eólicas sin convertidor de potencia pero con control de potencia aerodinámica: (a) Controlado por ángulo de paso, (b) Controlado por pérdida, y (c) Controlado por pérdida activa

Otra solución de uso parcial de convertidor de potencia con un generador de inducción de rotor bobinado se muestra en la figura 2.26 (b). Un convertidor de potencia conectado al rotor a través de los controles de la corriente del rotor de anillos deslizantes. Si el generador está funcionando sobre sincronizadamente, la potencia eléctrica es suministrada a través de ambos el rotor y el estator. Si el generador está funcionando sub-sincronizadamente, la potencia eléctrica es sólo suministrada en el rotor desde la red. Una

variación de velocidad de aproximadamente 60% de velocidad síncrona puede ser obtenida por el uso de un convertidor de potencia de 30% de potencia nominal.

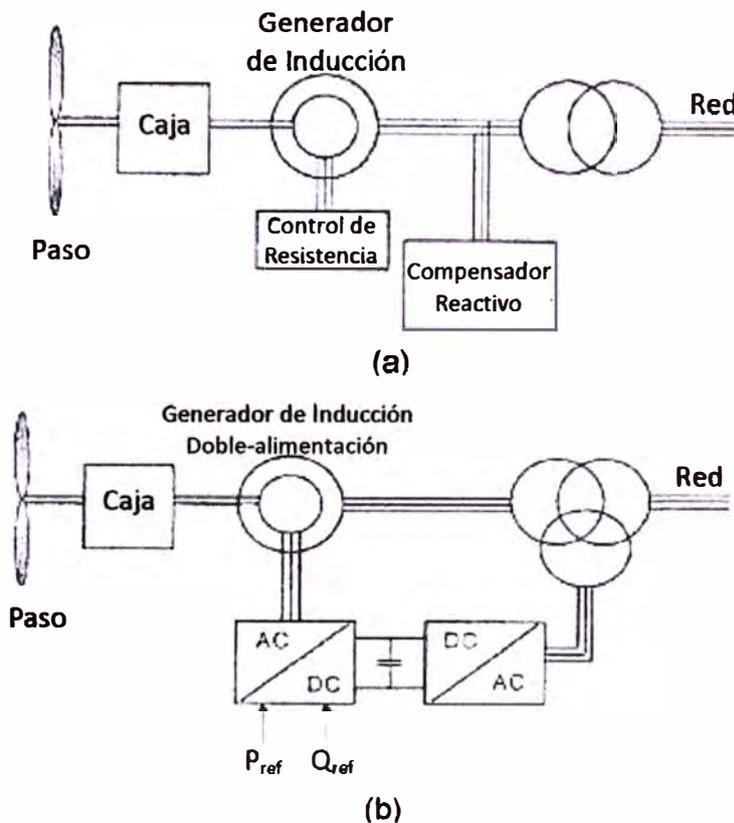


Fig. 2.26 Topologías de turbinas eólicas con electrónica de potencia en parte: (a) Convertidor rotor-resistencia y (b) Generador de inducción doblemente alimentado

Adicionalmente, la potencia de servicio requerida puede ser más alta, dependiendo de la capacidad fallo entrega diseñado así como la capacidad de controlar la potencia reactiva, que dan un rendimiento mejor de la red. La solución es naturalmente un poco más cara en comparación con las soluciones clásicas, sin embargo es posible ahorrar en el margen de seguridad de la caja de velocidades, teniendo compensación/producción reactiva de potencia y más energía captada del viento.

La tercera categoría son turbinas eólicas con un convertidor de poder en gran escala entre el generador y la red, que da pérdidas adicionales en la conversión de potencia pero va a ganar el rendimiento técnico añadido. La figura 2.27 muestra cuatro posibles soluciones con convertidores de potencia a gran escala. Las soluciones mostradas en la figura 2.27 (a) y (c) son caracterizados teniendo una caja de velocidades. Una solución con generador síncrono es mostrada en la figura 2.27 (b) necesita un pequeño convertidor de potencia para la excitación de campo. Los sistemas de generador multipolo con generador síncrono sin caja de velocidades son mostrados en las figuras 2.27 (b) y (d). Imanes

permanentes son usados por el sistema mostrado en la figura 2.27 (d), que está todavía volviéndose más barato. Diversas interfaces de electrónica de potencia pueden ser usadas con generadores de energía eólica de imanes permanentes. [17]

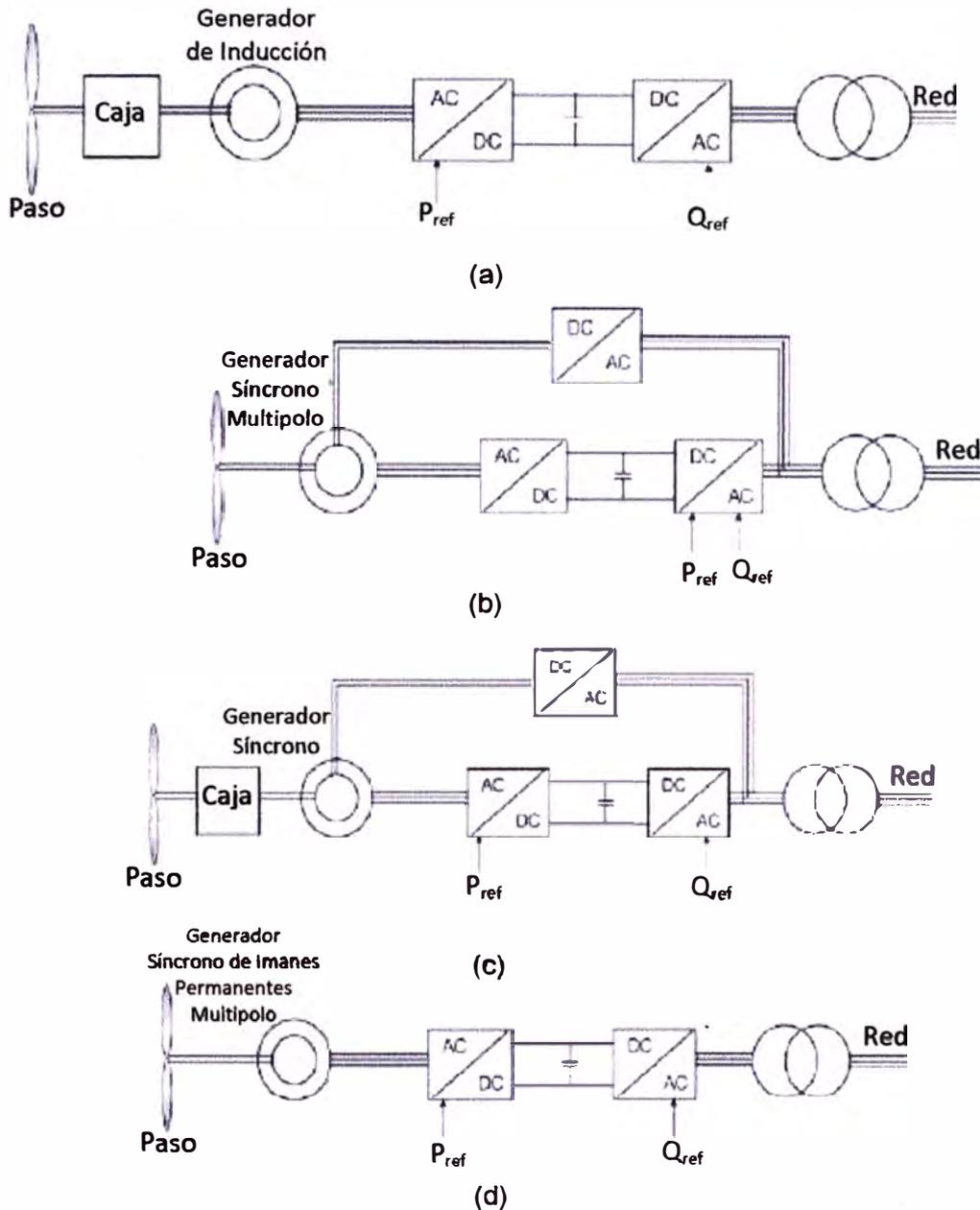


Fig. 2.27 Sistemas de turbina eólica con convertidores de potencia a escala completa con control de potencia activo y reactivo: (a) Generador de inducción con caja de velocidades, (b) Generador Síncrono multipolo, (c) Generador Síncrono con caja de velocidades, y (d) Generador Síncrono multipolo de imanes permanentes

c) Aplicaciones sin conexión a la red eléctrica

Históricamente, la energía eólica es más competitiva en sitios remotos, lejos de la red eléctrica y que requieren cantidades relativamente pequeñas de energía, típicamente menos de 10 kW. En estas aplicaciones aisladas (off-grid), la energía eólica se utiliza normalmente para carga de baterías que almacenan la energía capturada por las turbinas de

viento y proporciona al usuario la energía eléctrica demandada, como se ilustra en la figura 2.28.



Fig. 2.28 Turbina Eólica aislada de 10 kW en México.

El bombeo de agua, donde el agua, en lugar de la energía, se puede almacenar para uso futuro, también es una aplicación clave histórica de la energía eólica. La clave competitiva área de la energía eólica en aplicaciones remotas de energía fuera de la red está en contra de la extensión de la red eléctrica, baterías primarias (desechable), diesel, generadores a gas y termoeléctrica. La energía del viento es también competitiva en aplicaciones de bombeo de agua. [24]

d) Aplicaciones conectadas a la red

En aplicaciones conectadas a la red los sistemas de energía eólica alimentan de energía eléctrica directamente a la red de suministro eléctrico. Dos tipos de aplicaciones conectadas a la red se pueden distinguir. 1. Redes aisladas de generación de electricidad,

con la generación de turbinas eólicas la capacidad normalmente van desde aproximadamente 10 a 200 kW. 2. Red central de generación de electricidad, con la generación de turbinas eólicas la capacidad normalmente van desde alrededor de 200 kW a 2 MW. [24]

- Redes aisladas; son comunes en zonas remotas. La generación de electricidad es con frecuencia relativamente cara debido al alto coste del transporte de combustible diesel a estos sitios aislados. Sin embargo, si el sitio tiene buenos vientos locales, un pequeño proyecto de energía eólica podría ser el instalado para ayudar a suministrar una porción de las necesidades de electricidad. Estos proyectos de energía eólica se refieren normalmente como sistemas híbridos viento-diesel. La función principal del sistema de energía eólica es ayudar a reducir la cantidad de consumo de combustible diesel. Un sistema híbrido viento-diesel se muestra en la Figura 2.29. [24]

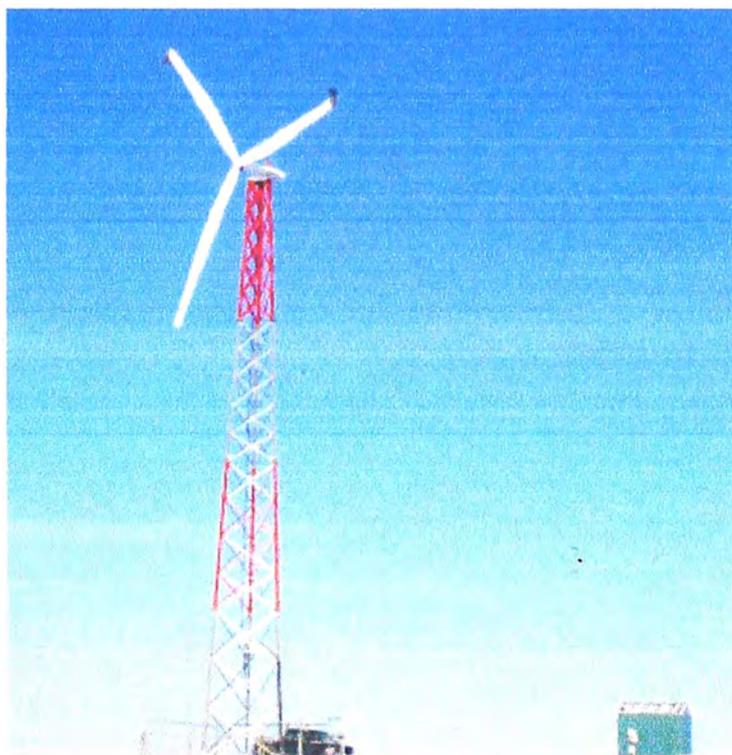


Fig. 2.29 Turbina eólica en red aislada 50 kW en el Ártico

- Red central de generación; aplicaciones de redes centrales para proyectos de energía eólica son cada vez más común. En áreas relativamente ventosas, turbinas eólicas de gran escala se agrupan juntos para crear un parque eólico con una capacidad en el rango de varios MW. El terreno en el parque eólico generalmente se usa para otros fines, como la agricultura o la silvicultura. Otro enfoque común para el desarrollo de proyectos de energía

eólica incluye la instalación de uno o más turbinas eólicas de gran escala por parte de particulares, empresas o cooperativas. Un parque eólico, como se ilustra en la figura 2.30, se compone de un número de turbinas eólicas (que con frecuencia se instalan en filas perpendiculares a la dirección del viento), caminos de acceso, interconexiones eléctricas y una subestación, un sistema de monitoreo y control y un edificio de mantenimiento de los parques más grandes. El desarrollo de un proyecto de energía eólica contempla la determinación del recurso eólico, la adquisición de todas las autorizaciones y permisos, el diseño y la especificación de la infraestructura eléctrica, civil y mecánica, el diseño de las turbinas eólicas, la compra del equipo, la construcción y la puesta en marcha de la instalación. Construcción implica la preparación del sitio, la clasificación de carreteras, la construcción de las fundaciones de la turbina, la instalación de las líneas de recolección y transformadores eléctricos, montaje de turbinas, construcción de la subestación y el edificio. [24]

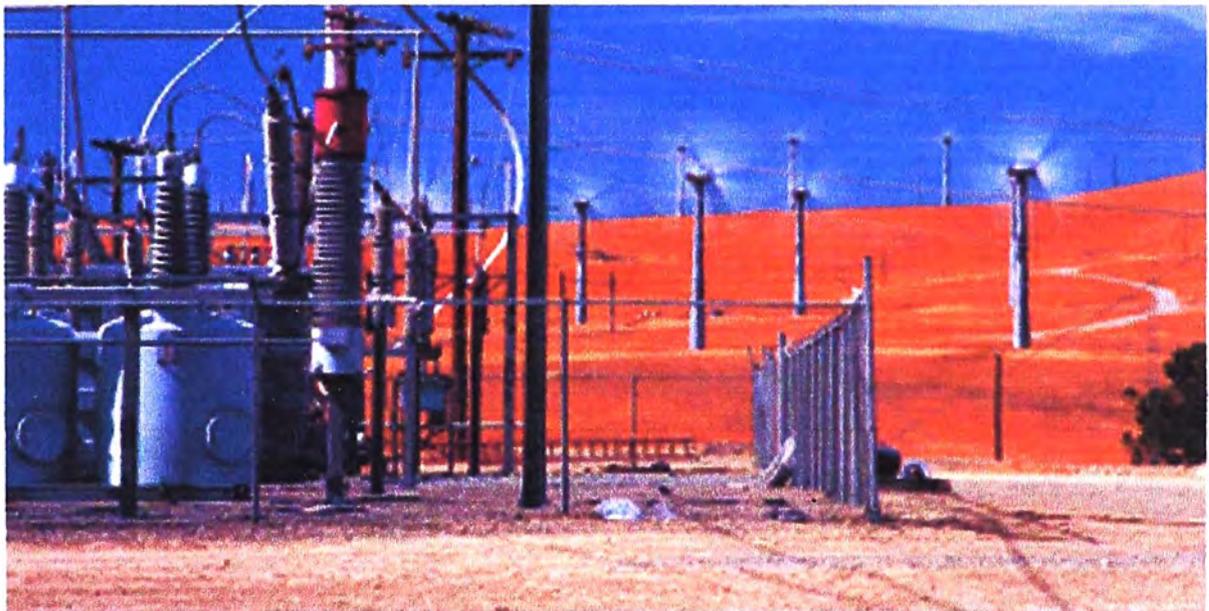


Fig. 2.30 Parque Eólico en los Estados Unidos

La potencia de los aerogeneradores se sitúan en rangos que van desde unos 30 kW hasta más de 2 MW [17]. El costo ha evolucionado favorablemente, como se muestra en la tabla 2.6, esta información es válida para lugares con velocidad de viento promedio anual de 7 m/s a 30 m de altura [19].

Tabla 2.6 Características de Desarrollo de la Tecnología Eólica

	1980	1999	Futuro
Costo por kWh	0.35-0.40	0.05-0.07	0.04
Costo de inversión por kW	2000-3000	500-700	400
Vida de funcionamiento	5-7 años	20 años	30 años
Factor de capacidad (promedio)	15	25-30	30

Disponibilidad	50-65	95	95
Rango de tamaño de unidad de turbina Eólica	50-150 kW	300-1000 kW	500-2000 kW

2.5 Tipos de generadores utilizados en la GD

El estándar IEEE 1547 señala tres tipos básicos de generadores empleados en la GD. El generador de inducción y el generador síncrono que son dos tipos tradicionales para la GD que operan interconectados con la red. El tercer tipo de generador es el inversor que puede operar o no conectado con la red. [10]

2.5.1 Generador de Inducción

Los generadores de inducción usados en la GD que fueron típicamente de pequeña potencia, de menos de 500 kVA. La potencia de estas máquinas estuvo restringida debido a la potencia de excitación que es suministrada por una fuente reactiva externa. En los años recientes, los condensadores controlados por convertidores electrónicos de potencia han sido instalados en los terminales de estos generadores para suministrar en forma controlada la energía de excitación que los generadores necesitan. Esto ha permitido que la potencia del generador de inducción se incremente hasta los 3.0 MW aproximadamente.

Los generadores de inducción son similares a los motores de inducción y son arrancados como motor sin la necesidad de un equipo de sincronización.

El generador de inducción es menos costoso que un generador síncrono debido a que no tiene campo de excitación. Estas máquinas pueden suministrar potencia activa a la red pero requiere de una fuente de potencia reactiva, que en algunos casos, es suministrada por la propia red. Estos generadores contribuyen con la corriente de cortocircuito por algunos ciclos cuando se produce una falla en la red eléctrica donde está conectado.

Para su conexión con la red típicamente solo requiere de relés de sub y sobre tensión y, de sub y sobre frecuencia. Los generadores de inducción son utilizados en los sistemas de generación eólica (turbinas de viento). [10]

2.5.2 Generador Síncrono

Los generadores síncronos cuentan con bobinado en corriente continua para la excitación del generador. Este generador suministra potencia activa como potencia reactiva a la red y requiere de un sistema de sincronización para conectarse en paralelo con la red. Contribuyen sostenidamente con la corriente de cortocircuito cuando se produce una falla en el sistema. Las máquinas primas que impulsan a los generadores

son típicamente máquinas de combustión interna como motores "diesels", turbinas de gas y pequeñas turbinas hidráulicas. [10]

2.5.3 Generadores asíncronos acoplados a la red mediante inversores

La pequeña generación dispersa no tradicional y en especial las microturbinas, celdas de combustible y tecnología fotovoltaica son las llamadas fuentes de energía de la siguiente década. Muchas de estas fuentes son asíncronas, que se conectan al sistema de potencia a través de convertidores de potencia estáticos. Estas interfaces electrónicas están constituidas por componente semiconductores de potencia que adaptan a las fuentes que generan tensiones en DC o AC variable en AC de 60 Hz. Las interfaces electrónicas son controladas digitalmente pudiéndose desconectar de la red cuando no está disponible o cuando no presente las condiciones para mantener la conexión. Estos sistemas contribuyen con la corriente de falla por pocos ciclos. Por ejemplo, las nuevas microturbinas que utilizan generadores síncronos de imanes permanentes operan a altas frecuencias y tiene incorporado en la interface electrónica con la que se conecta a la red, un sistema de detección de la operación del generador asilado de la red. [10]

CAPITULO III CONFLICTOS OCASIONADOS AL CONECTAR GD A LA RED

Algunos de estos conflictos son los siguientes:

3.1 Protección contra Sobrecorriente

La mayoría de sistemas de distribución, especialmente sistemas rurales, son operados en una configuración radial. Es decir, hay una fuente y los alimentadores se extienden radialmente desde la fuente. La razón principal para esta estructura es la simplicidad de operación y la economía del sistema de protección contra sobrecorriente (ver figura 3.1 [11]). La mayoría de conflictos en torno a la operación con GD provienen de esta estructura.

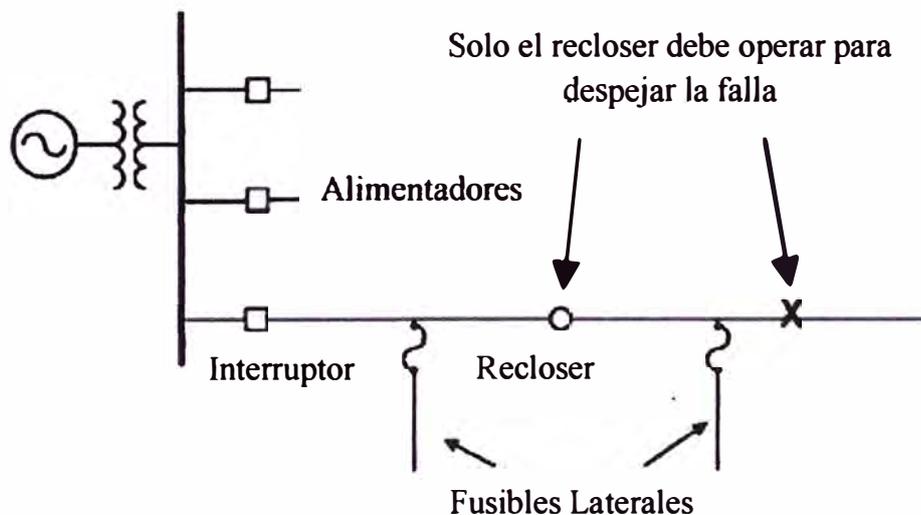


Fig. 3.1 Protección típica contra sobrecorriente de un alimentador

El elemento más básico es un fusible, que dicta las características y comportamientos de todos los dispositivos de protección contra sobrecorriente. La configuración de los interruptores y los reconectores de las empresas eléctricas que les permiten trabajar en concierto con los fusibles se conoce como la "coordinación" de los dispositivos de sobrecorriente. El principio director es colocar estos dispositivos para minimizar la interrupción para los clientes en el caso inevitable de una falla.

Hay dos clases de fallas en el sistema de energía eléctrica: temporal y permanente. La mayoría de sistemas tienen un gran número de líneas aéreas, y la mayoría de fallas en

líneas aéreas son temporales. Es decir, si el arco de falla es interrumpido, la falla se despejará por sí mismo sin intervención externa, y la energía puede ser restaurada inmediatamente reconectando el dispositivo interruptor (un interruptor o reconectador).

En un sistema radial, la liberación de la falla requiere la apertura de un solo dispositivo, porque sólo hay una fuente contribuyente a la corriente de la falla. En contraste, los sistemas enmallados de transmisión requieren interruptores a ambos extremos de la línea fallada para la apertura.

Cuando GD está presente, hay fuentes múltiples de generación conectadas a la red, y abriendo sólo el interruptor de los sistemas eléctricos no garantiza que la falla se despeje rápidamente. Costaría mucho reestructurar el esquema de protección del sistema de distribución para manejarlo de la misma manera que un sistema enmallado de transmisión. Por consiguiente, GD tendrá que desconectarse del sistema cuando una falla es detectada de modo que el sistema revierta a un sistema radial pasivo y el proceso normal de extinción de falla se lleve a cabo. Existe la posibilidad que GD se desconectaré ya sea muy rápido o muy lento para evitar impactos perjudiciales en el sistema de distribución. Cualquier caso crea conflictos potenciales de operación con relación a la protección contra sobrecorriente y restricciones de voltaje.

La figura 3.2 ilustra un impacto que GD puede tener en los relés de protección del sistema eléctrico. Los interruptores y reconectadores de los sistemas eléctricos están colocados para "ver" una cierta distancia aguas abajo del alimentador radial. Esto es a veces llamado el "alcance" del dispositivo. El alcance es determinado por la mínima corriente de falla que el dispositivo detectará (ver sustento en anexo B.1).

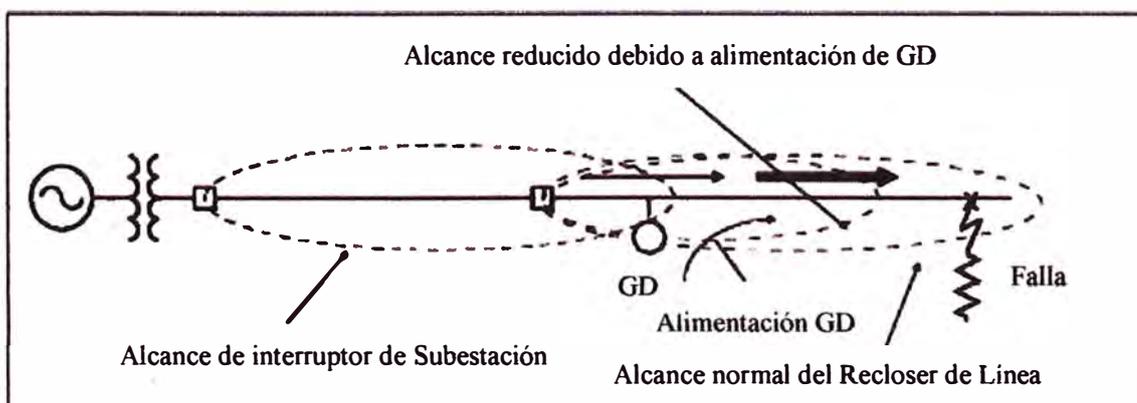


Fig. 3.2 La alimentación del generador reduce el alcance de los relés

En picos de carga, cuando GD probablemente se interconecte, si el relé es bastante sensible - el alcance es tremendo. No se requiere demasiada corriente adicional para disparar el interruptor. La alimentación GD, como se muestra, puede recortar bruscamente

ese alcance. Es decir, hay un riesgo significativamente mayor que las fallas de alta resistencia no sean detectadas hasta que se quemen en las fallas más grandes. El resultado obvio es que habrá más daño para la planta física de la empresa eléctrica que sin el GD. Hay también más riesgo de interrupción sostenida para los clientes. Así, mientras existe la percepción que GD traerá más confiabilidad para el sistema, eso es generalmente cierto sólo para la entidad propietaria del generador, suponiendo esto puede ser operado como generación de reserva así como también cogeneración. Para el ejemplo mostrado, el efecto neto en la confiabilidad del sistema de distribución de electricidad es probablemente ligeramente negativo.

La figura 3.3 [11] muestra la preocupación con regulación de tensión que a menudo produce los toques más restrictivos en la cantidad de GD que puede ser servido desde un alimentador de distribución particular. Esto es en particular cierto en alimentadores rurales donde GD es más probable de ser situado a gran distancia de la subestación.

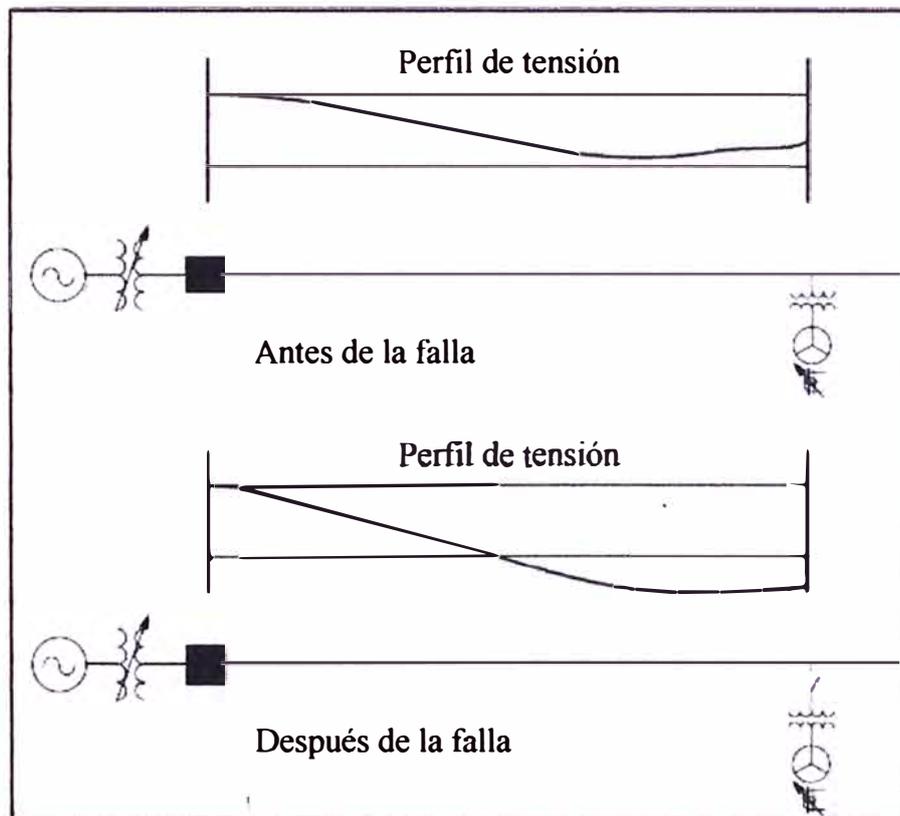


Fig. 3.3 Huecos de tensión muy bajos después que generadores son desconectados para eliminar una falla

Antes que una falla ocurra, el GD ayudará a soportar la tensión y puede ser bastante grande para realmente elevar la tensión como sugiere en la parte superior del diagrama de la figura 3.3. En un sentido, el GD mejora la confiabilidad del sistema de distribución por lo que le permite despachar más carga en un buen voltaje que sin el GD. Sin embargo, si la

carga se ha incrementado hasta el punto donde el alimentador depende de la GD para soportar la carga, puede haber dificultades operacionales significativas cuando la falla inevitable ocurra. Para que el esquema de protección de fallo del sistema del servicio eléctrico funcione, GD debe desconectarse. Permanecerá desconectado hasta que pueda determinarse que la tensión del sistema eléctrico se ha estabilizado (usualmente algunos minutos). Sin embargo, si la carga es demasiado grande, la tensión se comparará demasiado baja, la empresa eléctrica no será capaz de alimentar con éxito a la carga en la reconexión, serán requeridos cambios en el procedimiento operativo para restaurar la energía, y tomará más tiempo restaurar la energía de algunos clientes. En ese sentido, la confiabilidad del sistema de suministro de energía podría parecer haber empeorado ligeramente, aunque el GD en verdad puede estar mitigando un problema de regulación de voltaje bajo condiciones normales.

Si uno limita el máximo voltaje de cambio permisible para esta condición a un cierto valor, como 5% (o 10%, si hay reguladores de línea rápidos), éste es frecuentemente el factor más limitante en la determinación de qué cantidad de GD puede soportar un alimentador sin modificaciones significativas para las prácticas operativas. Por ejemplo, en una zona típica rural de USA, de 15 kV de alimentación, la máxima cantidad de generación con relación a esta regla está en el rango de 500-1000 kW, dependiendo de la ubicación(es) real del GD en el alimentador. Cuando la generación está ubicada cerca de la subestación, como podría ser en una zona urbana, este rango podría aumentar para 3000-4000 kW con relación a este criterio. [8]

3.2 Reconexión Instantánea

Porque muchas fallas son temporales, el reconexionado es prevaleciente en toda América del Norte. La figura 3.4 [11] ilustra este principio mostrando las corrientes de falla y el intervalo de reconexión (tiempo muerto) entre "disparos".

El Reconexionado y algunos tipos de GD son fundamentalmente incompatibles. Para que la reconexión sea exitosa (lo mostrado en la figura 3.4 no lo es), debe haber suficiente tiempo entre los disparos para disipar y aclarar el arco de falla. Eso significa que cualquier GD en el sistema debe detectar la presencia de la falla y desconectar anticipadamente en el intervalo de reconexión. De otra manera, la falla continúa.

Este es un problema con consecuencias significativas. Un despeje de la falla quiere decir que habrá formación de arco eléctrico prolongado y los transformadores del sistema experimentarán otro "a lo largo de la falla". Lo uno o lo otro puede significar vida acortada

y reparaciones caras para equipamientos del sistema.

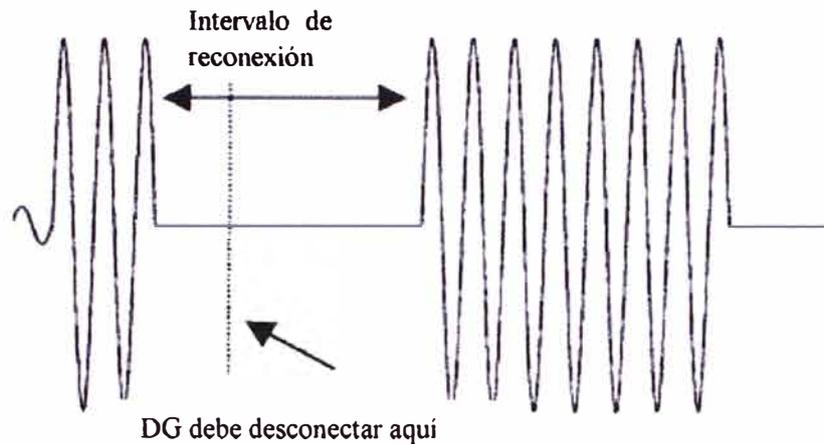


Fig. 3.4 Los primeros dos disparos de un sistema eléctrico de distribución típica, reconexión de secuencia durante una falla de corto circuito.

Asimismo, si el GD está todavía conectado en el momento del reconexión, el equipo GD mismo está sujeto a daños. Para una máquina rotativa, que es el tipo más común de generador, los propietarios pueden esperar daño para el eje, el acoplador, y el motor primario debido a la conmutación fuera de fase. En un ejemplo de nuestra experiencia, un pedazo de aislador se desprendió del arrollamiento del rotor, procedente probablemente de cualquiera de las fuerzas eléctricas o choque mecánico. Los inversores de estado sólido tienen mucho menos inercia y normalmente serían menos susceptibles a la reconexión fuera de fase, suponiendo una protección adecuada contra los picos de corriente.

El mal funcionamiento para despejar también quiere decir que una parte de los clientes de la empresa eléctrica ahora verán una interrupción sostenida cuando deberían haber sido sometidos a un único momento. Otra vez, la confiabilidad del sistema de suministro de energía es ligeramente degradada.

La complicación de este asunto es el hecho que tantas empresas eléctricas utilicen reconector "instantáneo" para los propósitos de calidad de energía. Este intervalo de reconexión es nominalmente 0.5 s pero pueden ser tan pequeñas como 0.2 s. Las empresas eléctricas que usan este corto intervalo de tiempo lo han hecho porque quisieron mejorar la calidad de la energía para sus clientes. Por ejemplo, muchas de las molestias de problemas de parpadeo de reloj pueden ser evitados. Sin embargo, esto aumenta la probabilidad que el GD no desconectará a tiempo.

Si bien puede haber algunos problemas con el bajo nivel de penetración de hoy en sistemas de distribución, y como las instalaciones GD aumentan en número y tamaño es

casi seguro que va a ser un conflicto las necesidades entre GD y el uso del reconector instantáneo. No recomendamos usar reconector instantáneo en secciones de alimentador que contienen a GD. Un intervalo de reconexión de 1 s o más sería preferible. Esto reducirá drásticamente las oportunidades de que GD fracase en separar a tiempo, pero también resultará en calidad de energía reducida para un segmento determinado de clientes. Por lo tanto, se tiene un claro conflicto en este asunto. [8]

3.3 Ferroresonancia

Como se ha visto, es necesario desconectar el GD cuando una falla ocurre a fin de que la empresa eléctrica pueda seguir con el proceso de despeje de falla que se pretendía originalmente. Ésta es costumbre sólida, pero a veces hay consecuencias no deseadas. Por ejemplo se puede producir ferroresonancia y daños en la carga del cliente o el transformador de servicio.

Muchas cargas modernas son atendidas con cables subterráneos. El cable es comúnmente tendido de una línea aérea, donde es casi universal aplicar fusibles en el polo del conductor ascendente para proteger la línea aérea de fallas en el cable. Los fusibles son dimensionados para estallar rápidamente porque se presume que todas las fallas del cable son permanentes y no hay razón para intentar preservar el fusible. Exigir al GD desconectar a la primera señal de problema dejará al transformador de servicio aislado sin carga y atendido con una fase abierta. La figura 3.5 [11] muestra la situación con un transformador de servicio delta-estrella aterrado.

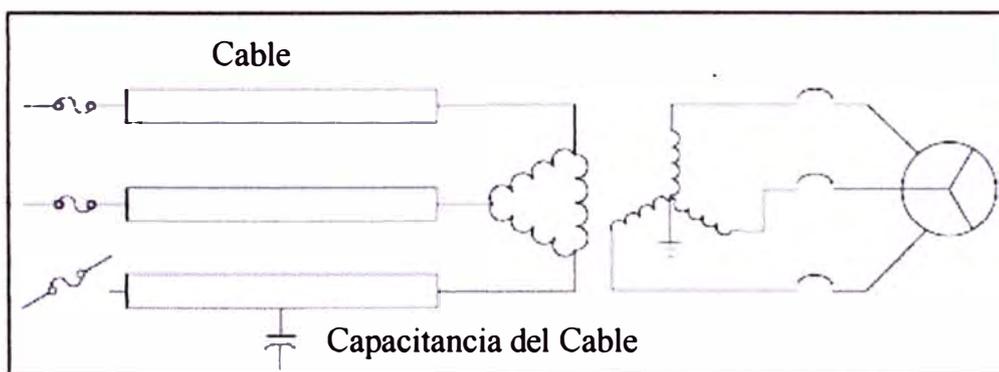


Fig. 3.5 El interruptor de GD requiere abrir cuando el estallido de un fusible aéreo en un polo conduce a ferroresonancia.

Ésta es una condición clásica de ferroresonancia. La capacitancia del cable aparece en serie con la inductancia magnetizante del transformador, resultando a menudo en muy irregular y altas tensiones y corrientes (figura 3.6). Si una pequeña cantidad de equipos del lado de la carga permanece conectada, puede ser dañada. Una contingencia común en esta

situación son los protectores contra sobretensiones en el sistema secundario. Bajo las condiciones adecuadas, el transformador y sus parrarayos primarios también están en riesgo si esta condición es permitida. Desafortunadamente, esta condición tiende a persistir durante algún tiempo a menos que los equipos cercanos sean desconectados. La protección convencional contra sobrecorriente frecuentemente no detectará ferroresonancia hasta que algo falle.

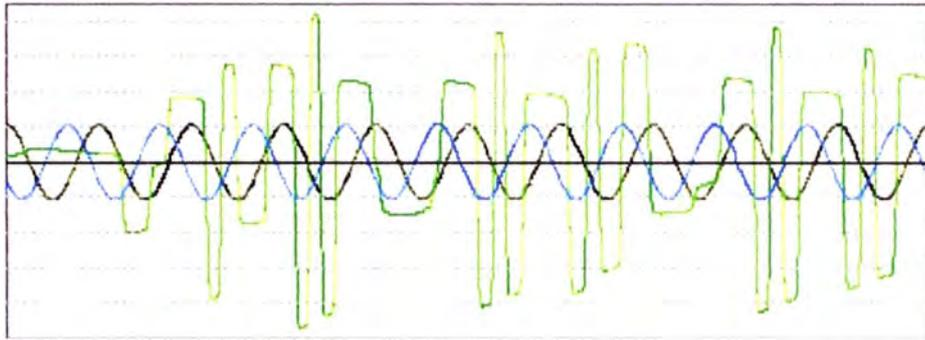


Fig. 3.6 Un ejemplo de tensiones ferroresonantes para delta primario con una fase abierta. La escala es un p.u. por división vertical.

Cabe señalar que esta situación no es exclusiva para una instalación GD; sino que también ocurre en muchas cargas comerciales donde las cargas son automáticamente desconectadas de la red y transferidas a las fuentes de respaldo. Esto, asimismo, deja el transformador de servicio aislado en una sección de cable con poca o ninguna carga. Esa es la elección del cliente. Sin embargo, en el caso de GD, los estándares típicos de interconexión del sistema eléctrico requieren la separación para que se produzca, exponiendo al cliente al riesgo de ferroresonancia. En el otro lado del conflicto, es desaconsejable dejar al GD conectado con una fase abierta, porque el calentamiento de la secuencia negativa podría dañar la máquina.

Una solución es organizar el circuito, si es posible, a fin de que haya siempre alguna carga significativa en el transformador cuando el aislamiento se produce. Otra, solución más segura es utilizar un interruptor trifásico (tal como un recloser) en el lado primario del servicio. Esto suma un gasto relativamente grande para pequeños locales GD esto puede eliminar gran parte de la ventaja económica del GD.

La causa principal del problema de ferroresonancia es que hay fusibles utilizados para la protección de la línea entre la subestación y el GD. Idealmente, los únicos fusibles en serie con el GD serían fusibles del transformador, que deberían estallar sólo por fallas internas del transformador. Si los fusibles de la línea pueden ser evitados, la probabilidad de que esta situación ocurra es en gran medida disminuida. Todavía puede ocurrir si un

cable de conexión se llegara a soltar o una línea se volviera abierta, pero las probabilidades de esto deberían ser mucho menor que la explosión de un fusible de línea.

Por supuesto, uno podría evitar cable alimentador a transformadores para instalaciones GD. Tenga en cuenta que usando un transformador estrella-estrella no eliminan completamente el problema de ferresonancia. Una conexión estrella-delta puesto a tierra podría ayudar, pero hay otros problemas operacionales con esto que se discutirán más adelante. [8]

3.4 Sistemas Aislados No Intencionalmente “Islanding”

El problema del Islanding se produce cuando la alimentación que viene vía red eléctrica es interrumpida, quedando en operación una parte de la red que tiene fuentes de generación de energía distribuida, alimentando cargas locales para las cuales el sistema de generación distribuida fue concebido y otras cargas conectadas al mismo sistema aislado. [10]

Esta condición de operación genera diversos problemas como:

- Contribución de la generación local a la corriente de cortocircuito.
- Incapacidad de la generación local para suministrar una mayor potencia para atender una cantidad mayor de cargas. Esto puede afectar la calidad de la tensión en amplitud y/o frecuencia.
- Peligro para el personal técnico de mantenimiento que podría no estar informado de la presencia de unidades de generación distribuida conectadas y en operación.
- Severos transitorios que podrían producirse en el caso de la recuperación de la tensión de la red o de la reconexión del sistema de generación distribuida con la red.

En la figura 3.7 se muestra una parte de una red de distribución y las posibles formas en que se podría configurar la operación aislada no intencional o “Islanding” de un sistema que presenta generación distribuida. Por ejemplo, si el interruptor “A” abre, los otros alimentadores quedaran conectados a una única fuente de generación distribuida (GD-1) que está conectada en el alimentador “D”, configurándose de esta forma la operación Islanding. Otras configuraciones de Islanding se pueden presentar, si por ejemplo, la protección del alimentador “C” o “D” abrieran por una falla del sistema.

Si el interruptor E abre, la fuente de generación distribuida GD-1 puede quedar operando aisladamente con la carga local. Este tipo de operación aislada no intencional si

está permitida desde que la fuente de GD sea suficiente para alimentar las cargas locales.
[10]

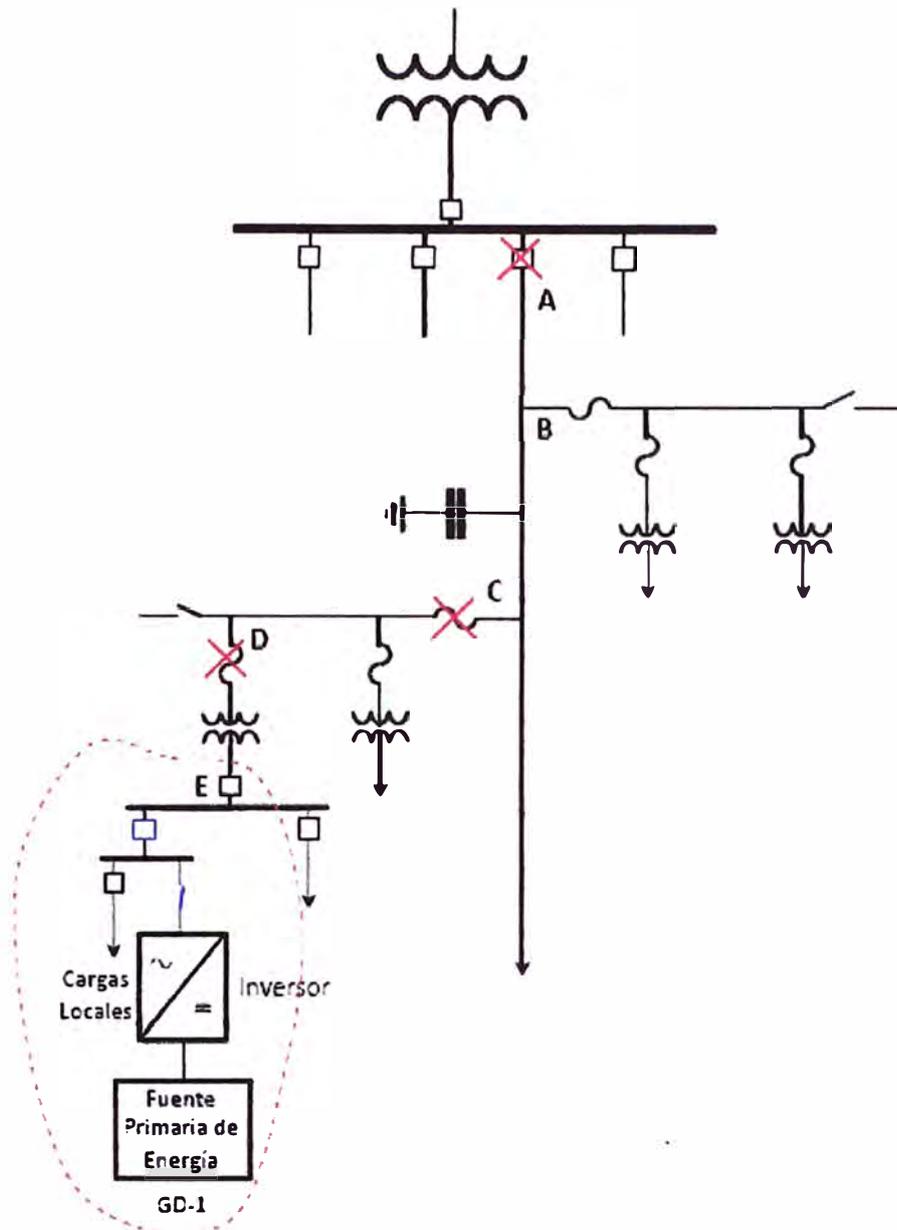


Fig. 3.7 Posibles configuraciones de Islanding en una red de distribución con fuentes de generación distribuida.

3.5 Las Conexiones del Transformador de Interconexión y las Fallas a Tierra

En la mayoría de los casos se utilizan transformadores de interconexión sin conexión del bobinado primario a tierra. Esta forma de operación está reservada solo para pequeños sistemas de GD, donde se espera que la sobrecarga sea al menos del 200% en la GD cuando el interruptor en A actúa (figura 3.8) [10]. Durante las fallas a tierra, este nivel de sobrecarga no permitirá que las tensiones en las fases que no están con falla se incrementen del valor normal de tensión línea neutro, evitando problemas para el transformador debido a la saturación.

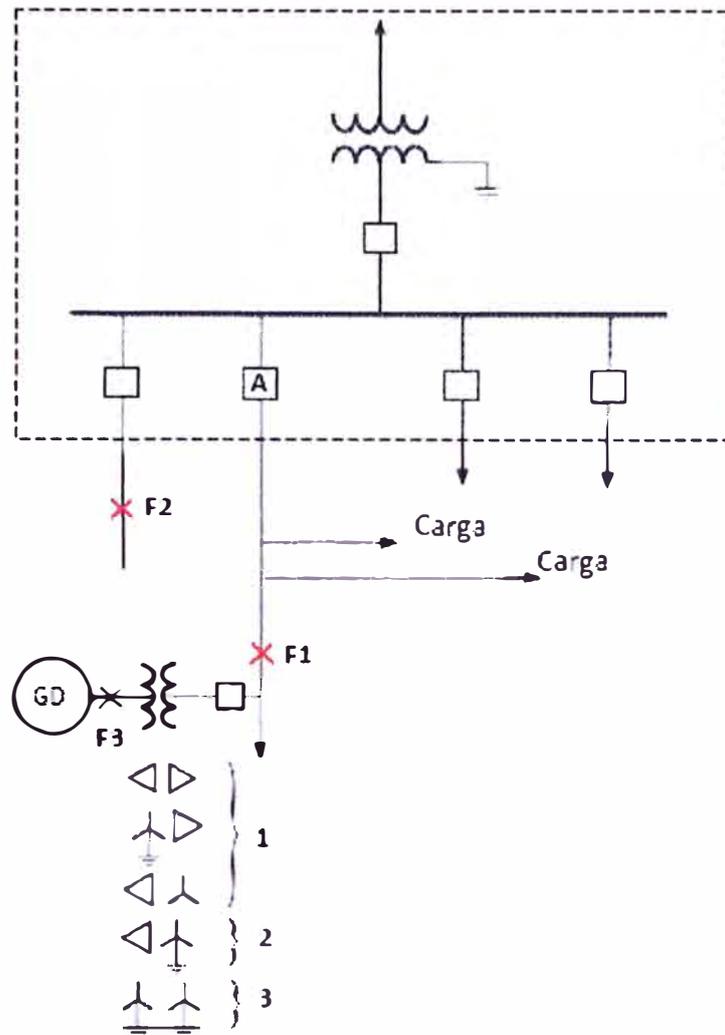


Fig. 3.8 Conexión del transformador de Interconexión

La conexión a tierra del primario del transformador de interconexión produce una corriente a tierra no deseada durante las fallas a tierra del circuito de alimentación y se reduce la corriente por interruptor A en la subestación en la figura 3.8. Esto genera la pérdida de la coordinación con el relé de tierra.

Las conexiones de tipo 1 causan problemas de sobretensión cuando el interruptor A actúa. La conexión de tipo 2 genera corrientes a tierra indeseadas para las fallas en F1 y F2 que afectan la coordinación de los relés. La conexión de tipo 3 el interruptor A actúa en respuesta a fallas a tierra en F3. Si el neutro del generador está puesto a tierra a través de una resistencia, se creará una alta impedancia de secuencia cero que afectará las fases no comprometidas con la falla que estarán sometidas a una sobretensión excesiva. [10]

A continuación se revisarán con más detalle algunas conexiones del transformador de interconexión.

3.5.1 La conexión estrella-estrella aterrada

Ésta es la conexión más común aplicada en América del Norte para cargas

trifásicas. Es favorecido por su susceptibilidad reducida para ferresonancia en cargas alimentadas por cables y menos restricciones en operación cuando son intercambiados por el mantenimiento. Es también generalmente bien comportado con relación a la interconexión con GD, pero hay un par de asuntos.

Las ventajas incluyen:

No desfase de voltajes en el lado de la empresa eléctrica. Esto hace de la detección de fallas del sistema con relés de protección GD más seguros.

Menos preocupación por ferresonancia, pero no es inmune a la ferresonancia.

Las desventajas incluyen:

Permite a GD alimentar todos los tipos de fallas en el sistema de utilidad.

No inhibe el flujo de corrientes del armónico de secuencia cero que podrían producirse de ciertas clases de generadores.

Por estas dos preocupaciones, puede ser difícil poner en paralelo algunos generadores usando esta conexión del transformador. Si el GD es una máquina síncrona, puede producir una pequeña cantidad de distorsión de voltaje del tercer armónico, dependiendo del paso del devanado de la máquina. Si un generador síncrono no tiene un paso de devanado $2/3$, el acoplamiento en paralelo para el sistema de red provee un camino de muy baja impedancia para el tercer armónico y las corrientes del neutro resultantes pueden dañar el equipo generador o simplemente le pueden añadir las corrientes armónicas no deseadas al sistema de eléctrico. Un reactor neutral puede ser necesario para algunas máquinas conectadas en estrella mientras son puestas en paralelo con el sistema eléctrico para:

Limitar el flujo de armónicos de secuencia cero (principalmente, la tercera parte)

Limitar la contribución del generador a las fallas a tierra

El reactor sería puesto en cortocircuito al accionar el generador autosostenible para proveer energía de apoyo auxiliar de manera que un neutro estable es presentado a la carga. [11]

3.5.2 La conexión de delta-estrella

Ésta es la segunda conexión más común para cargas trifásicas en América del Norte, y la más común en Europa. Probablemente sería favorecido para alimentar a las cargas en casi todos los casos de no ser por la susceptibilidad de la conexión para ferresonancia en sistemas de alimentación por cable.

Las ventajas incluyen:

Hay menos alimentación de fallas a tierra en el lado del sistema.

Las terceras armónicas del GD no alcanzan el sistema de red.

Provee algún aislamiento proveniente de huecos de voltaje debido a las fallas monofásicas línea a tierra (SLG) del lado del sistema.

Las desventajas incluyen:

Es difícil detectar alguna falla SLG del lado secundario solamente con el relé de tensión.

Es susceptible a ferresonancia en instalaciones de cable alimentador.

Las terceras armónicas en el GD pueden causar corrientes excesivas en el lado secundario del neutro.

Si se produce islanding en una falla SLG, los pararrayos del sistema eléctrico pueden ser sometidos a sobrevoltajes.

Si los pararrayos son aislados en una falla SLG y hay poca carga, pueden aparecer sobretensiones resonantes.

Los últimos dos detalles son comunes para todos los transformadores con una conexión primaria sin puesta a tierra.

Note que mientras esta conexión previene el tercer armónico del generador de alcanzar el sistema de la red, no previene su flujo en el lado GD (ver figura 3.12). Al igual que con la conexión estrella-estrella con puesta a tierra, es generalmente no aconsejable conectar directamente alternadores síncronos que no tienen $2/3$ de paso sin la inserción de una impedancia en el neutro para limitar el flujo de corriente del tercer armónico (ver figura 3.9).

Mientras el desfasaje puede ser beneficioso para la carga en reducir el impacto de voltaje sags debido a fallas SLG, esto también ocasiona fallas SLG en el sistema de red más difícil de detectar. Esto aumenta las oportunidades de islanding al menos brevemente porque atrasa la detección de falla hasta que el interruptor del sistema funciona.

Por consiguiente, es común sumar otras funciones de relés para ayudas en la temprana detección de fallas en el lado de la red. Un relé de secuencia negativa puede hacer la detección más confiable. Mientras las magnitudes de voltaje vistas en el secundario no pueden cambiar mucho durante una falla, estarán desbalanceadas, resultando en voltajes de secuencia negativa y corrientes detectables.

Otro método es añadir relés en el lado primario del transformador, como un relé 59G de sobrevoltaje de tierra que puede detectar la presencia de la falla SLG. Éste es un relé de sobrevoltaje colocado en la esquina de un transformador de potencia delta

abierto del que mide voltaje de secuencia cero. [11]

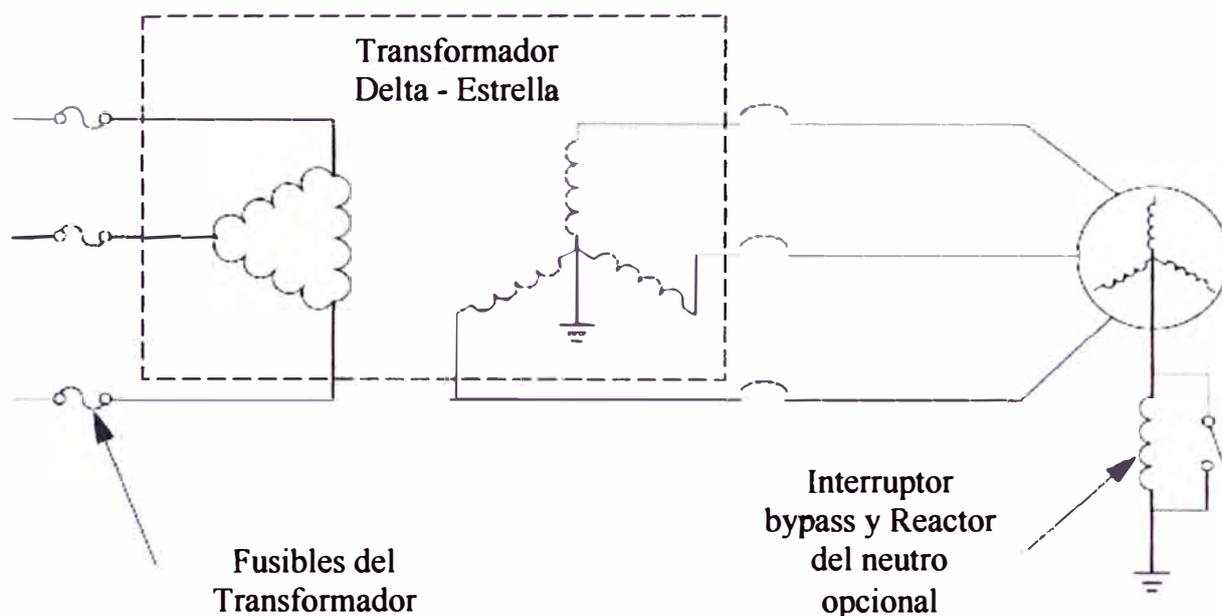


Fig. 3.9 Conexión del transformador Delta-Estrella

3.5.3 La conexión delta-delta o estrella-delta sin puesta a tierra

Si bien no en la mayoría, en América del Norte estas conexiones son todavía comunes para cargas comerciales e industriales.

Ambos tienen comportamiento similar con respecto a alimentar a GD. No sería la conexión preferida para prestarle servicio a nuevas instalaciones GD, pero podría ser encontrada en sistemas antiguos donde un cliente tiene el deseo de ponerse en paralelo a GD.

Algunos sistemas basados en inversores (celdas de combustible, fotovoltaicos, microturbinas, etcétera.) requiere una conexión de puesta a tierra en el lado GD porque el lado dc del inversor es puesto a tierra. Esto se logra a menudo por el uso de un transformador de aislamiento separado en lugar del transformador de servicio principal. Sin embargo, cualquiera de estas conexiones también sería suficiente.

El secundario delta es a veces una conexión de cuatro hilos con uno de los tramos del delta tomado del centro y puesto a tierra para servir a cargas monofásicas de 120 V. Esto es común en las instalaciones comerciales más pequeñas que tienen equipos de aire acondicionado trifásico junto con carga típica de oficina. Si éste es el caso, ninguna parte de un GD trifásico puede ser conectado a tierra mientras esté en paralelo con la red.

Las ventajas incluyen:

- Más instalaciones económicas del transformador para servicios trifásicos más pequeños con algunas cargas monofásicas es posible.

- La carga es aislada de fallas de tierra en el lado de la red.
- GD típicamente no alimentaría fallas a tierra del lado del sistema excepto cuando la resonancia ocurriera.
- La interconexión sin puesta a tierra puede ser proporcionada para sistemas basados en inversores que lo requirieran.

Las desventajas incluyen:

- Las fallas SLG del lado de la red son difíciles de detectar.
- Los pararrayos de red son sometidos a altos sobrevoltajes de regímenes permanentes si se produce islanding en una falla SLG (ver figura 3.10). Esto es cierto para conexiones de delta-estrella también.
- Estas conexiones son altamente susceptibles para ferroresonance en instalaciones de cable alimentador.

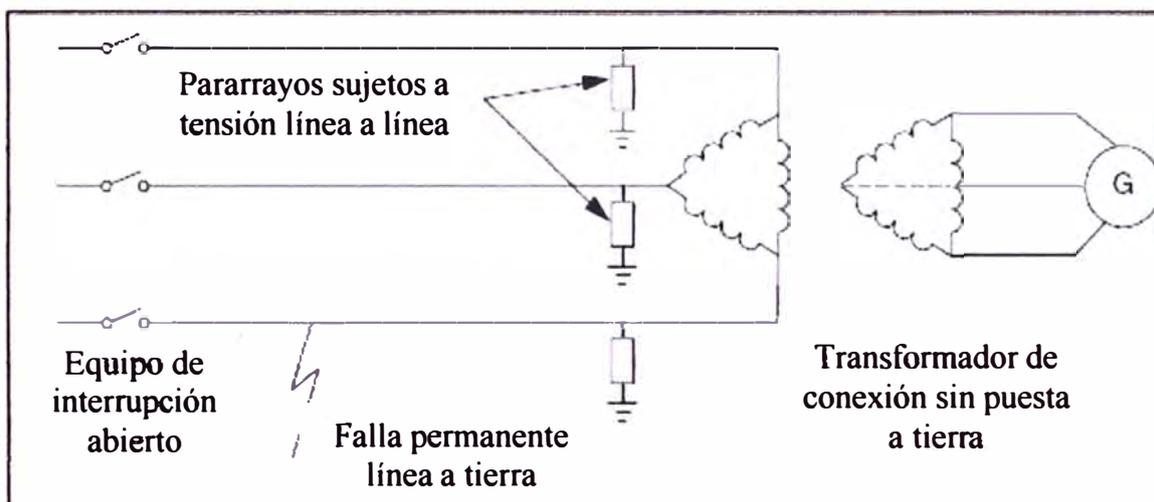


Fig. 3.10 Algunas condiciones de falla pueden exponer a los pararrayos a excesivas sobretensiones en estado estacionario

Hay más restricciones en interrupción para el mantenimiento de la red. Equipos de maniobra trifásicos pueden ser requeridos en el primario porque hay varios problemas que pueden ocurrir si uno intenta realizar conmutación monofásica. Esto aumentaría el costo de la interconexión.

La inmediata detección de falla SLG en la red usando relés de voltajes es un problema con estas conexiones. Esto retrasará la detección de falla hasta después que el interruptor del sistema haya abierto, resultando en al menos un breve islanding. Esto puede dar como resultado sobrevoltajes y una condición resonante común para todas las conexiones primarias sin puesta a tierra. Complementar el relé de tensión con relés de secuencia negativa en el lado GD puede hacer la detección más confiable. También, es

común añadirle un relé de sobretensión a tierra (59G) en el lado primario para detectar la presencia permanente de una falla a tierra. [11]

3.5.4 La conexión estrella-delta con puesta a tierra

Ésta es una conexión interesante por las consideraciones de aplicación conflictivas. Muchos ingenieros de red creen que ésta es la mejor conexión de arrollamientos para generación interconectada al sistema de red. Ésta es la conexión usada por casi todas las centrales de generación. Hay muchas ventajas, incluyendo:

1. Las fallas del lado del sistema son fácilmente detectadas en parte porque el transformador mismo participa activamente en fallas a tierra.
2. Los voltajes armónicos triples producidos por el generador no causan ninguna corriente para fluir debido a que este es bloqueado por el devanado delta. Por consiguiente, casi cualquier generador puede ser puesto en paralelo con esta conexión.
3. Los planes de protección están bien sobreentendidos basado en muchos años de experiencia con generación del sistema.

A pesar de estos beneficios, uno puede estar sorprendido de enterarse de que esta conexión no está permitida en sistemas de distribución sin una gran cantidad de estudio y las causas especiales que pueden dar como resultado modificaciones costosas para el sistema. De hecho, puede no ser posible adecuar la conexión en algunos sistemas de distribución por la inconveniencia a otros clientes.

La conexión es a menudo llamada una “fuente de tierra” porque contribuye a las fallas de tierra y generalmente trastornará la coordinación de relés de falla a tierra en el alimentador. Otros alimentadores conectados a la misma barra de la subestación pueden ser trastornados también. La figura 3.11 muestra cómo la conexión contribuye a una falla SLG en un sistema de distribución de cuatro hilos, con neutro multiaterrado, el más común en los Estados Unidos. Las flechas más gruesas muestran la contribución normal esperada de la fuente principal del sistema. Sólo una fase es involucrada en el lado de distribución, y la falla da la apariencia de ser una falla de línea a línea del lado de transmisión. Las flechas más diluidas muestran las rutas de la corriente del transformador de interconexión estrella-delta aterrada. Las corrientes fluyen de regreso a través de la subestación y contribuyen con corriente adicional a la falla. La cantidad aportada dependerá del tamaño y la impedancia del transformador.

La contribución del generador no es mostrada en la figura 3.11 para mayor claridad. Esta contribución dependerá de la capacidad del GD para alimentar un corto circuito. En

algunos casos, la contribución debido a solo el transformador será más grande.

Esta característica tiene varios efectos secundarios adversos posibles cuándo están presentes en el sistema de distribución:

- Incrementos de la corriente de falla significa incremento de daños en el lugar de la falla, que eventualmente conducirán a más interrupciones sostenidas y reducción de la confiabilidad.

La conexión tiene probabilidad de provocar el comprensible disparo del interruptor del alimentador por fallas en otros alimentadores. El transformador suministra la corriente a tierra a otros alimentadores conectados a la misma barra de la subestación. Muchos clientes que normalmente sólo verían una bajada de tensión serían sometidos a interrupciones.

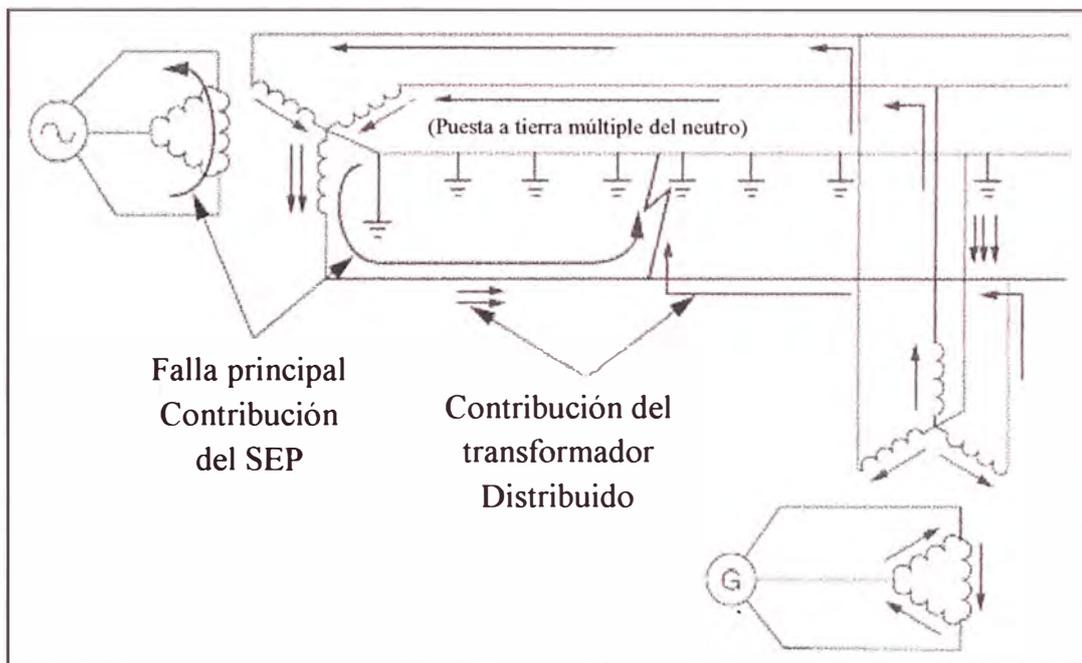


Fig. 3.11 Un transformador estrella aterrado/delta crea múltiples caminos de corriente de falla a tierra y trastorna la coordinación de falla a tierra del sistema.

- Los niveles de recepción de disparos a tierra deben ser incrementados, y debe usarse más retrasado para mantener la coordinación, que da como resultado protección de falla menos sensible. (Una alternativa es usar relé de sobrecorriente direccional.)
 - Las caídas de tensión por fallas a tierra generalmente serán algo más profundos (el transformador hace que el sistema parezca más sólidamente puesto a tierra).
- Si el ahorro de fusibles está siendo intentado, la alimentación de la falla, que tiene probabilidad de ser mayor que el GD mismo, hace esto mucho más difícil de lograr.

El transformador mismo está sujeto a falla por cortocircuito cuando ocurre una falla a tierra. Esto es en particular cierto para pequeños bancos de transformadores con impedancias menores a 4%. Un transformador especial generalmente debe ser ordenado.

El transformador también es sujeto fallo térmica porque la carga del alimentador es raras veces balanceada. Así, el transformador actuará como un sumidero para corrientes de carga de secuencia cero.

El sistema de distribución casi siempre puede ser diseñado para trabajar con conexiones estrella-delta conectada a tierra. Esto hace que la protección de la interconexión GD sea más segura y sencilla. Sin embargo, esto puede requerir modificaciones costosas que podrían convertirse en una barrera infranqueable para pequeños y medianos GD. El sistema también debe estar dispuesto a aceptar transformadores especiales y procedimientos operativos que son diferentes del resto del sistema. Algunas empresas eléctricas no están dispuestas a hacer esto. Un peligro es que si el transformador fuera a fallar en el futuro, esos reemplazos podrían no estar enterados de que se requiera una cierta impedancia mínima para prevenir fallas. Reemplazando esto con un transformador convencional puede resultar en una falla catastrófica del transformador. Éste es un tema particular cuando el personal de línea de otras compañías tiene que ser traídos durante los desastres. Por lo tanto, muchas compañías eléctricas comprensiblemente rechazan el uso de opciones especiales. [11]

3.6 Armónicos

Los armónicos de GD provienen de inversores y convertidores de potencia de diferentes tipos de tecnologías de GD (fotovoltaica, celdas de combustible, eólicas) y algunas máquinas síncronas. Un nuevo problema de distorsión que surge con los inversores modernos es que las frecuencias de conmutación ocasionalmente excitarán resonancias en el sistema de distribución primario. Esto crea señales de frecuencia no armónicas típicamente en el orden del armónico 35 y mayores viajando en forma de onda de tensión. Las máquinas síncronas también pueden tener problemas de armónicos relacionados con los armónicos triples de secuencia cero. La figura 3.12 [11] muestra una situación típica donde esto ocurre. La instalación donde está ubicado el generador está alimentada en 480V por un transformador común delta-estrella. Cuando el generador es puesto en paralelo con el sistema eléctrico a través de este transformador, el operador es frecuentemente sorprendido al encontrar una gran cantidad de corriente circulando en el neutro.

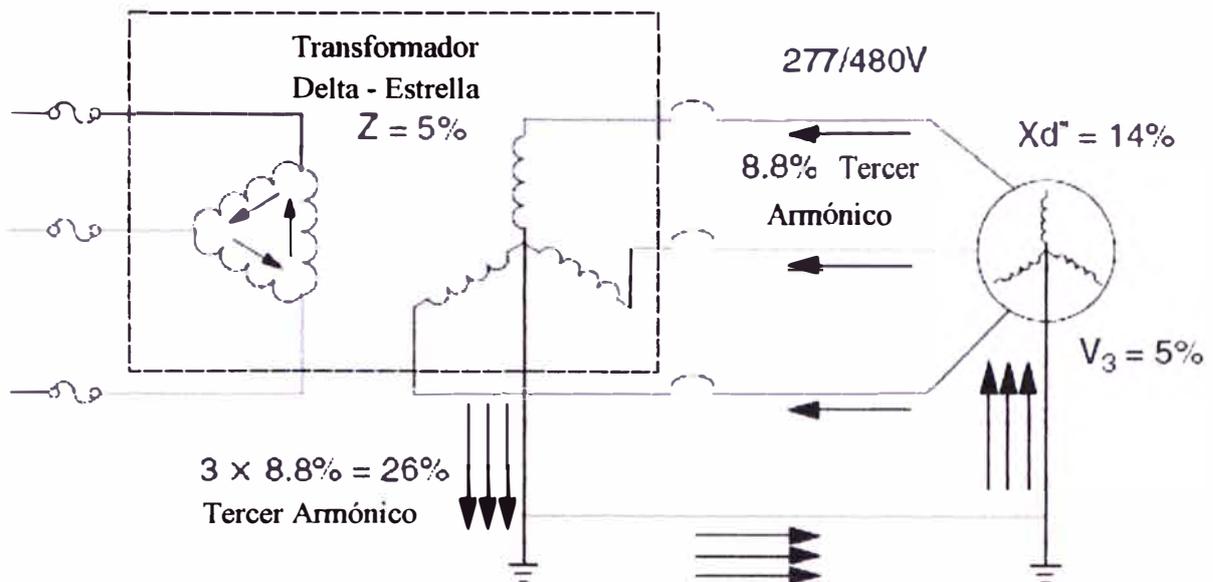


Fig. 3.12 Generadores con una significativa distorsión de tensión del tercer armónico puede producir grandes corrientes circulantes de tercer armónico cuando es puesto en paralelo con la red.

En el ejemplo mostrado, la corriente es el 26% de la corriente nominal de la máquina y es totalmente corriente del tercer armónico. Esto puede afectar la operación y la eficiencia de la máquina y puede dar como resultado la falla de algún elemento del circuito. En este caso, el problema es confinado al lado del generador del transformador y no afecta al sistema de distribución primario porque los armónicos triples están atrapados por el devanado delta. Lo mismo puede ocurrir con un transformador conectado a tierra estrella-estrella, excepto que las corrientes armónicas alcanzarían al sistema de distribución primario.

Este problema es bien conocido entre proveedores de equipos de generación de reserva. La mayoría recomendará una máquina con $2/3$ de paso de devanado que puede ser puesto en paralelo sin esta dificultad. Si es necesario poner el paralelo un diseño que produce armónicos significativos triples, puede agregarse un reactor en el neutro para limitar el flujo de corriente (así como en la Fig. 3.9) [11]. Un interruptor cortocircuitante es cerrado cuando el generador se utiliza como energía de reserva para mantener una puesta a tierra sólida.

Debido a que estos problemas están aumentando constantemente, se han planteado requisitos de control de armónicos para su conexión a la red. El acercamiento mostrado se basa en estándares del IEC, comprendiendo tres pasos básicos: a) la definición de límites aceptables de distorsión de tensión (niveles de planificación), b) asignación de los límites obales de armónicos de tensión a los productores individuales (o consumidores) y c) la

determinación de los correspondientes límites de distorsión de corriente para una conexión específica. Para sistemas BT los niveles específicos de compatibilidad se dan en las normas IEC 61000-2-2, y IEC 61000-3-6, que también sirven como niveles de planeamiento, y son incluidas en la tabla 3.1 [25]. Para mayores niveles de tensión (MT y AT), es responsabilidad de la empresa eléctrica determinar los niveles de compatibilidad en su red y luego definir los niveles de planeamiento apropiado. Para propósitos de referencia, la tabla 3.6.1 resume los niveles de planeamiento sugeridos en IEC 61000-3-6, los cuales podrían ser aplicados en ausencia de mayor información. [11] [25]

Tabla 3.1 Niveles de Planificación para Redes en BT, MT y AT (IEC 61000-3-6)

Armónicos Impares $\neq 3k$				Armónicos Impares = 3k				Armónicos Pares			
Orden h	Tensión Armónica (%)			Orden h	Tensión Armónica (%)			Orden h	Tensión Armónica (%)		
	BT	MT	AT		BT	MT	AT		BT	MT	AT
5	6	5	2	3	5	4	2	2	2	1.6	1.5
7	5	4	2	9	1.5	1.2	1	4	1	1	1
11	3.5	3	1.5	15	0.3	0.3	0.3	6	0.5	0.5	0.5
13	3	2.5	1.5	21	0.2	0.2	0.2	8	0.5	0.4	0.4
17	2	1.6	1	>21	0.2	0.2	0.2	10	0.5	0.4	0.4
19	1.5	1.2	1					12	0.2	0.2	0.2
23	1.5	1.2	0.7					>12	0.2	0.2	0.2
25	1.5	1.2	0.7								
>25	0.2+ 1.3* (25/h)	0.2+ 0.5* (25/h)	0.2+ 0.5* (25/h)								
THD, 8% en BT, 6.5% en MT, 3% en AT											

La tabla 3.2 [26] que identifica los límites de distorsión de corriente armónica en aplicaciones con fuentes renovables (DR) es la tabla 3 de la norma IEEE 1547 que define los requisitos para la interconexión de fuentes de energía distribuida con los sistemas eléctricos de potencia (EPS).

Tabla 3.2. Tabla 3 de IEEE 1547

Armónico Individual Orden h (armónicos impares)	Porcentaje (%)
$h < 11$	4.0
$11 \leq h \leq 17$	2.0
$17 \leq h \leq 23$	1.5
$23 \leq h \leq 35$	0.6
$35 \leq h$	0.3
TDD	5.0

CAPÍTULO IV INTERCONEXIÓN, PROTECCIÓN Y OPERACIÓN

Es claro que instalar GD atendido en las instalaciones de una red local tiene una serie de problemas de aplicación especial que no se presentan en la configuración usual de servicio radial.

4.1 Consideraciones de Interconexión.

Se deben tener las siguientes consideraciones:

- a) La exportación de energía de una red disponible, o incluso servir a la totalidad de la carga de las instalaciones de un GD, no es práctico debido al relé de protección de potencia inversa aprovechada en las unidades de red. Si GD excede la carga del sitio, aunque sea momentáneamente, la energía fluirá de la red hacia los alimentadores primarios y los relés de la red abrirán sus protecciones de red, aislando la red de su suministro eléctrico. Las mínimas cargas de sitio, como las cargas nocturnas o de fin de semana, pueden limitar el tamaño u horas de funcionamiento de una GD. Aunque un GD sea dimensionado para la mínima carga del sitio, la consideración tiene que ser dada ante la posibilidad de pérdida repentina de una carga grande, que podría causar flujo de potencia inverso a través de las unidades de la red. [11]
- b) El suministro de corriente de falla de GD síncrono hacia las fallas externas pueden causar la apertura de las protecciones de red, aislando la red. No puede ser determinado cómo los generadores de inducción contribuirán a las fallas desequilibradas y de alta impedancia en tales lugares sin estudios detallados. Si tales estudios están ausentes, los generadores de inducción deberían ser tratados como si tuvieran capacidad de generación síncrona en la selección de la respuesta de interconexión apropiada para este asunto de falla a distancia. [11]
- c) Si los protectores de la red se abren, aislando la red y el GD de la fuente de electricidad, el relé de la red repetidamente puede tratar de reconectar el protector de la red, conduciendo a la destrucción del protector y la posibilidad de un fallo catastrófico de la unidad de la red. [11]

4.2 Requisitos de Interconexión

Los estándares para interconexión de GD con la red, deben seguir ciertos criterios que permitan una adecuada operación del conjunto red y fuentes de generación local, buscando mejorar la calidad de energía y la operación del sistema. Con este objetivo se establece como norma o estándar el IEEE Std. 1547, cuyo aspecto principal es establecer los criterios y requerimientos para la interconexión de fuentes distribuidas (DR) con el sistema eléctrico de potencia (ESP) [10]. A continuación se mencionan algunos criterios y de acuerdo con la norma algunos requisitos se muestran en las tablas 4.1 y 4.2.

a) La regulación de voltaje. GD no deberá intentar regular tensión mientras esté interconectado a menos que se llegue a un acuerdo especial con la empresa eléctrica. Como se señaló previamente, esto generalmente significa que la GD operará a un factor de potencia constante o salida de potencia reactiva constante aceptable para la operación del sistema. Los inversores en modo interactivo con la empresa eléctrica típicamente operarían mediante la producción de una corriente en fase con la tensión para lograr un nivel de salida de potencia particular.

b) Anti-islanding. GD deberá tener relés capaces de detectar cuando esté operando como una isla y desconectar de la red eléctrica.

Los relés detectarán las condiciones resonantes que podría ocurrir se debe implementar en aplicaciones sensibles a GD.

c) Detección de falla. GD tendrá relés capaces de detectar fallas en el sistema en la red y desconectar después de un retardo de tiempo de típicamente 0.16 a 2.0 s, dependiendo de la cantidad de desviación de lo normal. GD debe desconectarse con suficientemente anticipación en el primer intervalo de reconexión para permitir que las fallas temporales se despejen. (La empresa eléctrica puede tener que ampliar el primer intervalo de reconexión para asegurarse de que esto se puede realizar.) Sin embargo, para evitar disparos intempestivos de la GD, el disparo no debe ser demasiado rápido. El retraso 0.16 s (10 ciclos en 60 Hertz) es para dar tiempo a las fallas en el sistema transmisión o el alimentador adyacente a despejarse antes de la desconexión del GD innecesariamente.

Los ajustes propuestos para los relés de tensión y frecuencia para esta aplicación se dan en las tablas 4.1 y 4.2 [10]. Las tensiones de corte son instrucciones nominales y puede tener que ser modificado para algunas aplicaciones. Un ajuste común es disminuir los niveles de disparo de tensión para evitar disparos no deseados por fallas de alimentadores en paralelo. Por ejemplo, en las fallas en alimentadores en paralelo a veces se dan

tensiones de menos del 50 %, requiriendo ajuste en el disparo de 10 ciclos para ser reducido a tal vez 40%.

Tabla 4.1 Variación de Tensión del Sistema Interconectado

Faja de Tensión (% da tensión de base ^a)	Tiempo de desconexión (s) ^b
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

^a Tensión de base es la tensión nominal del sistema

^b DR \leq 30 kW, máximo tiempo de desconexión; DR $>$ 30 kW, tiempo de desconexión

Tabla 4.2 Variaciones de Frecuencia del Sistema Interconectado

DR (Potencia)	Faja de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Desconexión (s) ^a
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,5$	0,16
> 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< \{59,8 - 57\}$ (punto de operación ajustable)	Ajustable 0,16 hasta 300
	$< 57,0$	0,16

^a DR \leq 30 kW, máximo tiempo de desconexión; DR $>$ 30 kW, tiempo de desconexión

La configuración de los disparos de frecuencia puede ser ajustada según estándares locales. Algunas empresas eléctricas pueden querer que GD más grandes permanezcan conectadas a una frecuencia mucho menor (por ejemplo: 57 Hz) para ayudar con la estabilidad del sistema eléctrico después de la pérdida de una planta generadora principal o una línea de enlace.

d) Disparo de transferencia directa (optativo). Para aplicaciones donde es difícil detectar islas y fallas en el lado de la empresa eléctrica, o donde no es posible coordinar con dispositivos de despeje de fallos de la empresa eléctrica, el disparo de transferencia directa debe ser aplicado de tal manera que el interruptor de interconexión de la GD es disparado simultáneamente con el interruptor de la empresa eléctrica. El disparo de transferencia es usualmente aconsejable cuando al GD se le permite operar con control automático de tensión porque esta situación es mucho más probable que apoye a una isla involuntaria.

El disparo de transferencia es relativamente costoso y generalmente se aplica sólo grandes sistemas GD. [11]

4.3 Protección en Redes con GD

El problema general de la GD cuando se integran a las redes existentes es que los

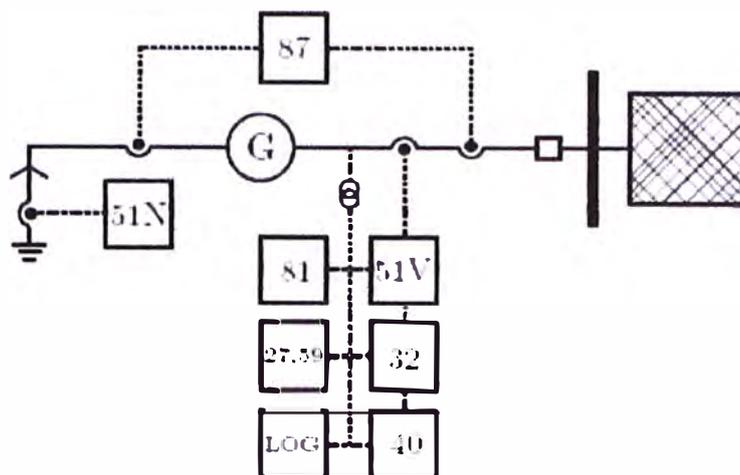


Fig. 4.2 Esquema de Protección para un Generador Incorporado en una Red Eléctrica de MT.

La figura 4.3 muestra el conjunto de funcionalidades incluidas en un relé multifunción de interconexión típica. [27]

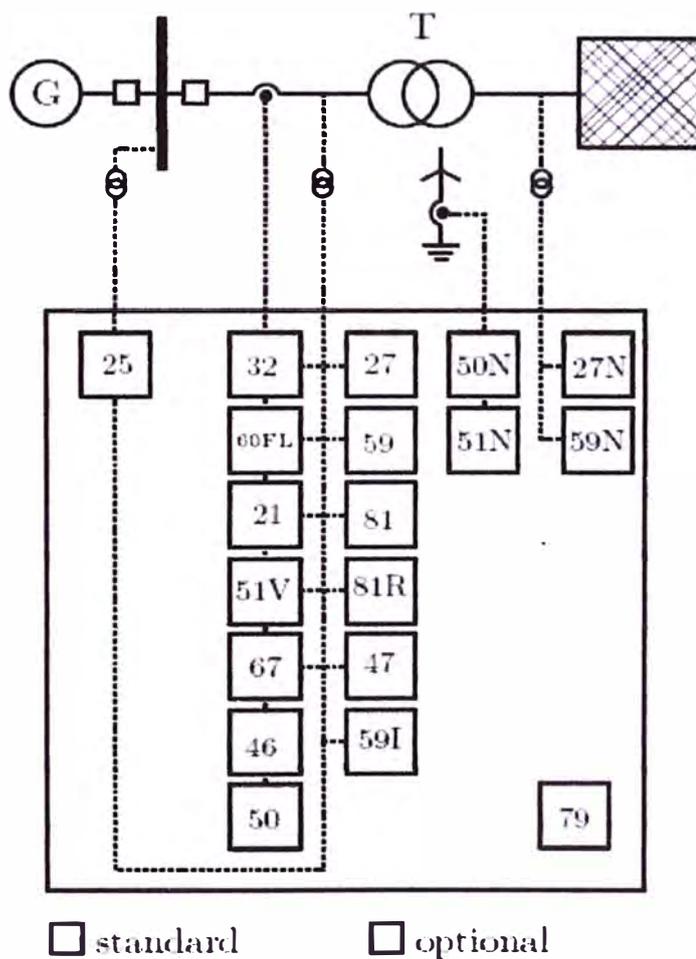


Fig. 4.3 Relé Multifunción de Interconexión Típica

4.4 Detección de la Pérdida de la Operación en Paralelo

La forma más básica y universal de detectar la pérdida de operación en paralelo con la red mediante una ventana de sub y sobre frecuencia (81 O/U) y sub y sobre tensión

(27/59) dentro de las cuales está permitida la operación de la fuente de GD. La sensibilidad del “setting” de operación de las protecciones contra la sub frecuencia y tensión previenen que la GD ayude al sostenimiento del sistema durante una condición de emergencia.

Cuando la GD es aislada no intencionalmente de la red debido a una falla o por una condición anormal de operación, la frecuencia y la tensión se mueven rápidamente fuera de la ventana de operación si existe una diferencia significativa entre la potencia consumida por la carga y la potencia generada por la fuente de generación dispersa.

Si la carga y la generación están cerca del equilibrio o del balance en el momento de producirse el aislamiento no intencionado (Islanding) los valores de frecuencia y tensión estarán dentro de la ventana de operación permitida para el generador y el disparo de la protección por sub y sobre frecuencia y sub y sobre tensión no se producirá. Si esta condición de operación es posible de producirse será necesario de una información de la pérdida de la red usando algún medio confiable de comunicación (transfer trip “TT”) [10]

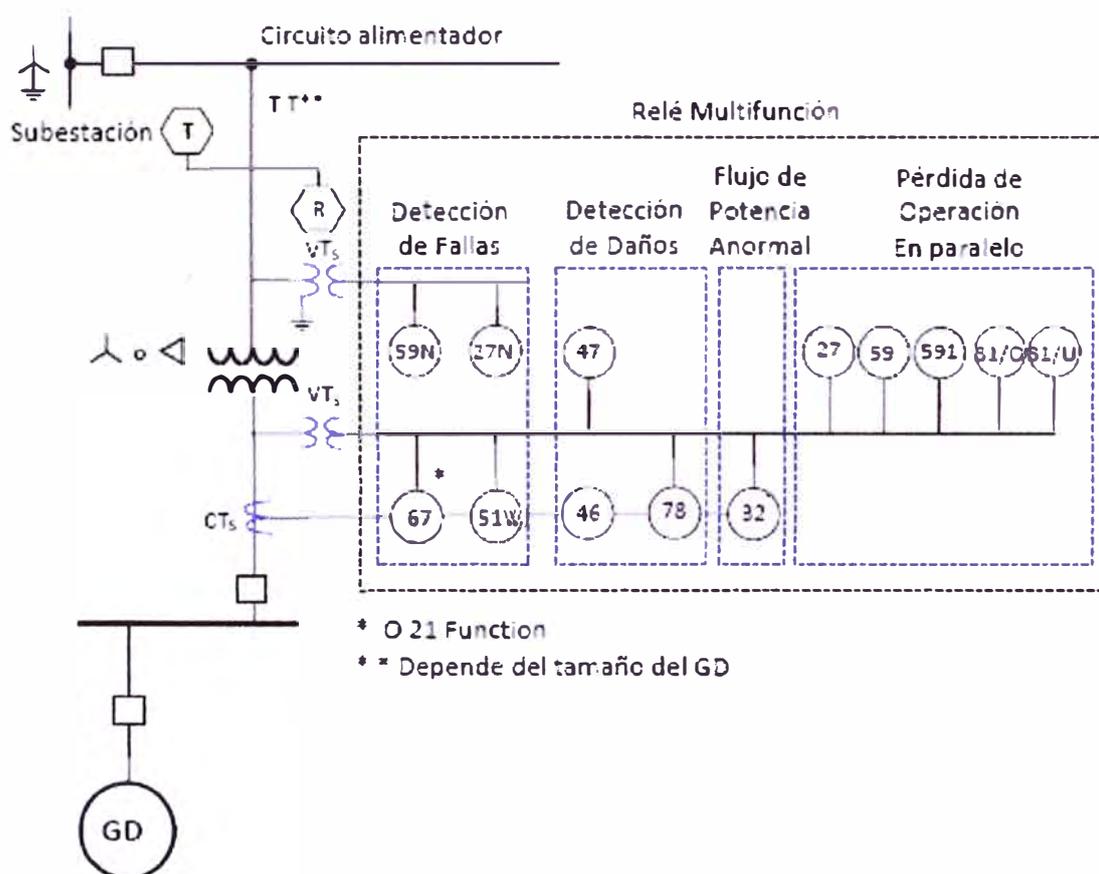


Fig. 4.4 Esquema de protección de un sistema GD de mediano porte con transformador de interconexión sin conexión a tierra.

En la figura 4.4 la detección de la pérdida de la operación en paralelo con la red se realiza a través de los relés 81 O/U y 27/59. Los relés 67, 21 o 51V son utilizados para detectar las fallas de fase a tierra. Para los transformadores de interconexión sin conexión a

tierra del primario, los relés 59N, 27N detectan fallas de la alimentación a tierra. La detección de operación defectuosa se determina mediante los relés 46 que detecta la corriente de secuencia negativa y 47 de protección de tensión. El relé 78 es usado para detectar la pérdida de sincronismo para generadores diesel, los que tienen baja inercia. El relé 32 detecta el flujo de potencia anormal esta protección no permite que el flujo de potencia del GD sea inyectado en la red. [10]

4.5 Reconexión de la GD con la Red

Cuando la GD ha sido separada o desconectada de la red de distribución, por la operación del sistema de protección, si la red se restablece y los niveles de tensión y frecuencia son los adecuados, la interconexión de la GD con la red de distribución podrá llevarse a cabo. En el caso que la potencia de la GD no coincide con potencia de la carga local, la protección de la interconexión manda abrir el interruptor A del sistema de GD como se muestra en la figura 4.5 cuando la tensión de la red se recupera la GD automáticamente se re-sincroniza. En estos sistemas se requiere de relé que verifique la desincronización (25) para la operación del interruptor B y evitar la reconexión sin la respectiva sincronización del generador del sistema de GD. El relé 25 supervisa el cierre del interruptor A y la protección acciona el interruptor B. En la tabla 4.3 se muestran las condiciones para la reconexión y para la interconexión de acuerdo a la IEEE 1547. [10]

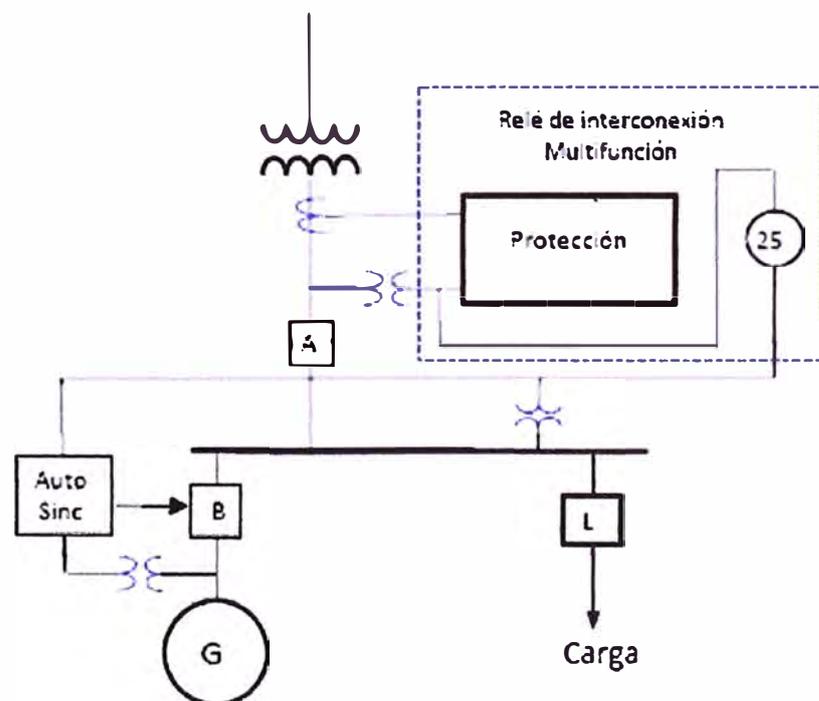


Fig. 4.5 Sistema de Reconexión del Generador Distribuido

a) Condiciones para Interconexión o Reconexión

Tabla 4.3 Condiciones para Interconexión

Potencia (DR) (kVA)	Diferencia de Frecuencia (Δf , Hz)	Diferencia de Tensiones (ΔV , %)	Diferencia de ángulos de fase ($\Delta \phi$, °)
0 – 500	0,3	10	20
> 500 – 1500	0,2	5	15
> 1500 – 10000	0,1	3	10

CONCLUSIONES

1. A causa de los beneficios de esta tecnología, se logra una gran disminución en los costos de la energía debido a los procesos de producción más eficiente, disminución de pérdidas, mejora de la confiabilidad y calidad del servicio de los sistemas de distribución, debido a estos beneficios las empresas distribuidoras deberían investigar su implementación.
2. Las tecnologías disponibles para la generación distribuida son muy variadas y proveen energía más confiable y menos contaminante (fuentes renovables), también las tecnologías que utilizan fuentes no renovables han tenido un gran desarrollo como las microturbinas a gas.
3. Las aplicaciones de la electrónica de potencia (convertidores e inversores) en varias unidades de GD juegan un rol muy importante en la integración a los sistemas eléctricos de potencia; en particular para las celdas de combustible, la generación fotovoltaica y la generación eólica.
4. La interconexión de GD a los sistemas eléctricos de potencia da origen a la aparición de algunos problemas técnicos que deben ser estudiados antes de conectarlos a la red de distribución, estos problemas pueden ser prevenidos con una planificación adecuada.
5. La generación distribuida es una realidad que en muchos países a nivel mundial viene siendo utilizada y desarrollada hace buen tiempo, mostrando un gran avance no solo en el nivel de penetración a nivel mundial sino en el desarrollo tecnológico que ofrece por tipo de GD.

ANEXOS

Anexo A
Tipos de Tecnología de Generación Distribuida

A.1 Celda de Combustible

Las principales aplicaciones para las celdas de combustible son las plantas eléctricas estacionarias de energía, incluyendo unidades de cogeneración; fuerza motriz para vehículos, y energía eléctrica a bordo para vehículos espaciales u otros ambientes cerrados. [16]

A.1.1 Aplicaciones de la Celda de Combustible

a) Energía Eléctrica Estacionaria

Se han desarrollado plantas estacionarias en varios cientos de kW hasta plantas de algunos MW de capacidad. Utilizado en instalaciones industriales y edificios comerciales; por ejemplo hospitales, hoteles, grandes edificios, plantas de producción, plantas de tratamiento de aguas residuales e instituciones.

La celda de combustible PC-25 [16] es la primera unidad comercial disponible, las características de esta planta son las siguientes:

✓ Power Capacity	0 to 200 kW with natural gas fuel (-30 to 45°C, up to 1500 m)
✓ Voltage and Phasing	480/277 volts at 60 Hz ; 400/230 volts at 50 Hz
✓ Thermal Energy (Cogeneration)	740,000 kJ/hour at 60°C (700,000 Btu/hour heat at 140°F); module provides 369,000 kJ/hour at 120°C (350,000 Btu/hour at 250°F) and 369,000 kJ/hour at 60°C
✓ Electric Connection	Grid-connected for on-line service and grid-independent for on-site premium service
✓ Power Factor	Adjustable between 0.85 to 1.0
✓ Transient Overload	None
✓ Grid Voltage Unbalance	1%
✓ Grid Frequency Range	+/-3%
✓ Voltage Harmonic Limits	<3%
✓ Plant Dimensions	3 m (10 ft) wide by 3 m (10 ft) high by 5.5 m (18 ft) long, not including a small fan cooling module (5)
✓ Plant Weight	17,230 kg (38,000 lb)

b) Fuerza Motriz Para Vehículos

Un impulso para este desarrollo es la necesidad de automóviles limpios y eficientes, camiones y autobuses que pueden funcionar con combustibles convencionales (gasolina,

diesel), así como combustibles renovables y alternativos (hidrógeno, metanol, etanol, gas natural y otros hidrocarburos). Con el hidrógeno como el combustible a bordo, estos vehículos serían vehículos de emisiones cero. Además, estos vehículos ofrecen las ventajas de un motor eléctrico y bajo mantenimiento, debido a las pocas partes móviles. [16]

c) Espacio y Energía para otros de Ambiente Cerrado

La aplicación de celdas de combustible en el programa espacial (1 kW PEFC en el programa Gemini y 1.5 kW AFC en el programa Apollo) fue demostrado en 1960, más recientemente 3 unidades AFC 12 kW han sido usadas por al menos 87 misiones, con 65000 horas de vuelo en el espacio. En estas aplicaciones espaciales, las celdas de combustible usan gases puros reactantes; también se han empleado en vehículos militares y en submarinos. [16]

A.2 Generación Fotovoltaica

Estos sistemas son ampliamente usados en áreas rurales, carga de baterías, bombas de agua; otras aplicaciones para la generación fotovoltaica son de tipo doméstico, industrial, calculadoras, relojes y artefactos varios.

A.3 Generación Eólica

A.3.1 Aplicaciones de la Generación Eólica

Los mercados de energía eólica pueden ser clasificados sobre la base de la aplicación final de uso de la tecnología. Proyectos de energía eólica son comunes para las aplicaciones sin conexión a la red. Sin embargo, el mercado de más grande potencial es para proyectos de energía eólica con aplicaciones conectadas a la red. [24]

A.4 Comparación entre tipos de tecnologías de GD

A continuación se muestran resúmenes comparativos entre tecnologías de GD, en la tabla A.1 se muestran las características por tecnología de GD, en la tabla A.2 se muestran los beneficios potenciales por tecnología de GD, en la tabla A.3 se muestran los costos y cantidades de emisiones por tecnología de GD.

Tabla A.1 Características por Tecnologías de GD [28]

Tipos de tecnología	Información General	Rango de Aplicación	Eficiencia en Conversión Eléctrica	Aplicación	Combustible	Comentario
Motor Alternativo		Diesel: 20 kW _e -10 + MW _e (IEA) Gas: 5 kW _e -5 + MW _e (IEA) Tecnología considerablemente más común debajo de 1 MW _e	Diesel: 36%-43% (IEA) Gas: 28%-42% (IEA)	Emergencia o servicio de reserva CHP	Diesel, también petróleo pesado y biodiesel Gas, principalmente biogás y también puede usarse gas landfill	
Turbina de Gas		1 – 20 MW _e (IEA)	21-40% (IEA)	CHP Unidades de suministro de energía pico	Gas, kerosene	
Micro turbinas		30 kW _e -200 kW _e (IEA) 35 kW _e -1 MW _e (A) Aplicaciones a pequeña escala hasta < 1 kW _e	25-30% (IEA)	Generación de energía, posible con CHP adicional	Generalmente usa gas natural, pero también puede usarse gas landfill o biogas	
Celdas de Combustible	Carbonato Fundido: MCFC Membrana de intercambio de protón: PEMFC Óxido Sólido: SOFC Ácido Forfórico: PAFC Solo PAFC es actualmente comercialmente disponible	50 kW _e -1 + MW _e (IEA) PAFC: 200 kW _e -2 MW _e MCFC: 250 kW _e -2 MW _e (A) PEMFC: 1 kW _e -250 kW _e (A) SOFC: 1 kW _e -5 MW _e (A)	35-60% (IEA) MCFC: ±50-55% (IEA) PAFC: ±35% (IEA) PEMFC: ±35% (IEA) SOFC: ±50-55% (IEA) Eficiencia eléctrica de aplicaciones a pequeña escala: ~ 25%	PEMFC: baja temperatura aplicaciones en transporte y uso estacionario MCFC: alta temperatura Sector transporte es mercado de mayor potencial SOFC: altas temperaturas Generación de energía es la más probable aplicación inmediata CHP, UPS	Hidrógeno o gas natural. La conversión de CH ₄ a H ₂ conduce a la disminución de la eficiencia	
Fotovoltaica	No genera calor	1 + kW (IEA) 20 + kW (A); Todos los rangos posibles usando más celdas	No aplicable	Pequeñas aplicaciones comerciales y domésticas Aplicaciones fuera de red Países en desarrollo Aplicaciones en pequeña escala	Sol	Salida no predecible; factor de capacidad de ~10-15% al oeste de Europa
Eólica	En la orilla y en la tierra	200 W – 3 MW (A)	No aplicable		Viento	Salida no predecible factor de capacidad en costa 20-25%
Otras Renovables	Incluye energía solar térmica, pequeñas hidroeléctricas		No aplicable			

Tabla construida en base a información encontrada en Ackermann et al. (2001) (A) and IEA (2002). Las emisiones incluyen emisiones directas e indirectas.

Tabla A.2 Tecnologías de GD y sus Beneficios Potenciales [28]

Tipos de tecnología	Reserva	Ahorro en punta	Confiabilidad	Calidad de energía	Evitar expansión de red	Soporte de red (servicios auxiliares)	Co-generación	Energía Verde	Combustible barato Oportunidades
Motor Alternativo	Si	Si	Sí, si despachable		Sí, si despachable	Sí, si despachable	Si	No-si ^a	No-si ^a
Turbina de Gas	Si	Si	Sí, si despachable		Sí, si despachable	Sí, si despachable	Si	No-si ^a	No-si ^a
Micro turbinas	Si	Si	Sí, si despachable		Sí, si despachable	Sí, si despachable	Si	No-si ^a	No-si ^a
Celdas de Combustible	Si	No	Sí, si despachable		Sí, si despachable	Sí, si despachable	Si	No-si ^b	No
Fotovoltaica	No	No	No	No	Difícil	Difícil	No	Si	Si
Eólica	No	No	No	No	Difícil	Difícil	No	Si	Si
Otras Renovables	No	No	No, excepto hidro		Difícil	Difícil	No, excepto biomasa como combustible	Si	Si

Si: Tecnología contribuye a...
 No: Tecnología no contribuye a...
 Dificultad: Requiere tecnología adicional significativa, por ejemplo almacenamiento de energía extra.
^a Energía limpia: Es posible cuando el biogás o biodiesel es usado.
^b Energía limpia: Es posible cuando el hidrogeno es producido vía electrolisis, usando energía eólica o solar

Tabla A.3 Costos y emisiones por tecnología de GD [29]

Tipos de tecnología	Combustible	Tamaño (MW)	Eficiencia (PCI)	Emisiones (kg/MWh)				Disponibilidad (% o equi)	Coste de inversión (€/kWh)	O&M (cent €/kWh)	LEC (cent €/kWh)	Promedio (cent €/kWh)
				CO ₂	NO _x	SO ₂	CO					
Motores alternativos	Diesel, Gas natural y Fuel Oil	0,05 - 5	30 - 45	590 - 800	4,5 - 18,6	0,18-1,36	0,18 - 4	90 - 95	350 - 550	1 - 1,5	4,7-19,1	10,3
Turbinas a gas	Gas Natural Diesel	> 1	25 - 40	545 - 700	1,8 - 5	0,14 - 0,18	0,5 - 4,5	90 - 98	350 - 395	0,3 - 0,5	4,3 - 9,8	6,4
Turbinas a vapor	Gas Natural Diesel, biomasa	> 1	20 - 30	0 - 1000	0,15 - 3	< 0,15	1 - 4	90	1500 - 3000	0,8 - 1	6,9 - 12	9,1
Ciclos Combinados	Gas Natural principalmente	> 20	40 - 60	320 - 400	0,05 - 0,4	despreciable	0,02 - 0,45	90 - 98	350 - 700	0,2 - 0,5	2,9 - 6,4	4,7
Micro turbinas	Gas Natural Propano y Diesel	0,02 - 0,5	20 - 30	590 - 800	0,09 - 0,64	despreciable	0,14 - 0,82	90 - 98	700 - 1000	0,5 - 1	6 - 12,5	8,6
Mini Hidráulica	Agua	0,1 - 10	75 - 90	0	0	0	0	2500 - 3500	1500 - 4000	0,8 - 1,9	4 - 15,5	8,7
Celdas de Combustible	Hidrogeno, Gas Natural, Propano	0,02 - 2	30 - 50	360 - 630	< 0,023	0	0,005 - 0,055	> 95	1600 - 3500	1,5 - 2	6,9 - 14,1	10
Solar Fotovoltaica	Radiación Solar	0,001 - 0,5	10 - 20	0	0	0	0	1100 - 1500	5000 - 7000	-	26,9 - 51,7	37,4
Solar Térmica	Radiación Solar	5 - 100	10 - 20	0	0	0	0	2000 - 2500	2500 - 3800	2	9,6 - 17,7	13,2
Eólica	Viento	0,2 - 1,5	15 - 30	0	0	0	0	2000 - 2500	750 - 1500	1,5 - 2	3,6 - 8,5	5,8
Mini Eólica	Viento	0,01 - 0,2	15 - 30	0	0	0	0	2000 - 2500	1000 - 2500	1,5 - 2	4,4 - 12,5	8

Fuente: Víctor Méndez Quezada: "tesis doctoral Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio" 2005

LEC: Es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia

Promedio: Es el coste medio anual dividido por la producción de energía media anual prevista y se calcula teniendo en cuenta la vida útil del sistema. Es una medida que se suele utilizar para la comparación de diversas alternativas

Anexo B
Tópicos de Protección

B.1 Reducción del Alcance de los Relés de Impedancia.

Los fenómenos de reducción de alcance de relés de distancia son debido a la alimentación de energía añadida. El alcance de un relé de impedancia es la máxima distancia de falla que dispara el relé en una cierta zona de impedancia, o en un cierto tiempo debido a su configuración. Esta máxima distancia corresponde a una máxima impedancia de falla o una mínima corriente de falla que es detectada.

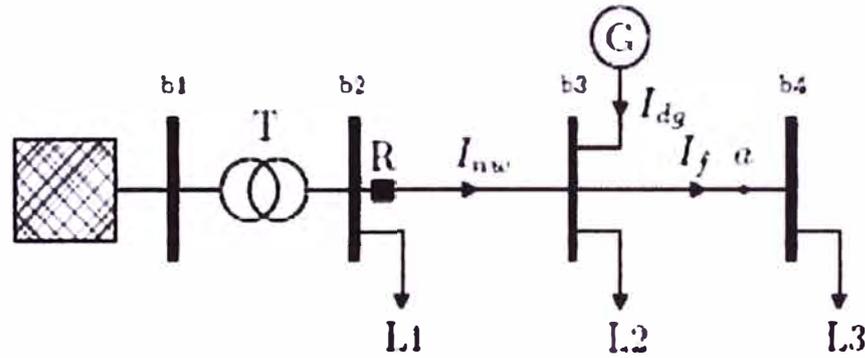


Fig. B.1 Cortocircuito en a. I_{nw} es la corriente de la red, I_{dg} es la corriente del generador incorporado.

Considerando la figura B.1, uno puede calcular el voltaje medido por el relé R en caso de un corto circuito en el punto a.

$$U_r = I_{nw}Z_{23} + (I_{nw} + I_{dg})Z_{3a} \quad (B.1)$$

Dónde Z_{23} es la impedancia de línea desde la barra b2 hasta la barra b3 y Z_{3a} es la impedancia entre la barra b3 y el lugar de falla a. Esta tensión es aumentada debido a la alimentación adicional en la barra b3. Por lo tanto, la impedancia medida por el relé R.

$$Z_r = \frac{U_r}{I_{nw}} = Z_{23} + Z_{3a} + \underbrace{\frac{I_{dg}}{I_{nw}}Z_{3a}}_{\text{perturbación}} \quad (B.2)$$

Es mayor que la impedancia de fallo real (como se ve desde R) lo que corresponde una distancia de falla aparentemente aumentada. Consecuentemente, el relé puede accionarse en una mayor calificación de respuesta de tiempo en otra zona de distancia. Para ciertos ajustes del relé que se determinaron durante los estudios de planificación, la falla tiene que estar más cerca al relé para operar en la zona de distancia inicialmente prevista. El área activa del relé es por lo tanto acortada, su alcance es reducido. Tener en cuenta que la impedancia aparente varía con I_{dg}/I_{nw} . [27]

B.2 Codificación de Relés de Protección.

En la tabla B.1 se muestran los relés que normalmente son usados en la protección de la interconexión entre GD y la red. [27]

Tabla B.1 Número de Relés y Aplicación

Número	Aplicación
21	Distancia
25	Sincronización
27	Sub tensión
27N	Sub tensión del Neutro
32	Potencia Direccional
40	Pérdida de Excitación
46	Corriente de Secuencia Negativa
47	Tensión de Secuencia Negativa
50	Sobre corriente Instantánea
50N	Sobre corriente Instantánea del Neutro
51N	Sobre corriente de Tiempo del Neutro
51V	Sobre corriente de Tensión Retardada
59	Sobre tensión
59I	Sobretensión Instantánea
59N	Sobretensión del Neutro
60FL	Falla de Fusible del Transformador de Tensión
67	Sobre corriente Direccional
79	Reconexión
81	(Sub y Sobre) Frecuencia
81R	Razón de Cambio de Frecuencia
87	Diferencial
LOM	Pérdida del Principal

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Carmen Fernández Rozado, “Energías Renovables: El caso español. Potencialidad de la zona geográfica de Latinoamérica como país anfitrión de proyectos MDL e incentivo del MDL para los proyectos renovables.”, OSINERGMIN – Perú, 2011.
- [2] Alfredo Dammert Lira, “Rol del Organismo Regulador en la Promoción de Energías Renovables.”, OSINERGMIN – Perú, 2011.
- [3] Dirección General de Electricidad, “Avance Estadístico Subsector Eléctrico”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, Febrero 2012.
- [4] Dirección General de Electricidad, “Informativo DGE N°04”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, Abril 2011.
- [5] Dirección Ejecutiva; “Estadística de Operaciones 2010”, COES SINAC – Perú, 2010.
- [6] Roberto Tamayo Pereyra; “Potencial de las Energías Renovables en el Perú”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, Octubre 2011.
- [7] Tom Basso, “IEEE 1547 Interconnection Standards”, IEEE – 2004.
- [8] Roger C. Dugan / Thomas E. McDermott, “Distributed Generation”, IEEE – 2002.
- [9] David Trebolle, “La Generación Distribuida en España”, Universidad Pontificia Comillas, España – 2006.
- [10] Rodolfo Moreno, “Acondicionamiento de Fuentes de Energías Renovables (FER)”, Universidad Nacional de Ingeniería - Perú, 2011.
- [11] Roger C. Dugan / Mark F. McGranaghan / Surya Santoso / H. Wayne Beaty, “Electrical Power System Quality”, McGraw-Hill – 2da Edición, 2004.
- [12] Isidoro Segura Heras, “Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica”, Universidad Politécnica de Valencia – España, 2005.
- [13] Lorrin Philipson / H. Lee Willis, “Understanding Electric Utilities and De-Regulation”, Taylor & Francis Group – 2da Edición, 2006.
- [14] Francisco M. Gonzalez-Longatt, “Sistemas de Generación Distribuida – Microturbinas”, Universidad Central de Venezuela, Venezuela – 2008.
- [15] Federico Coz / Teodoro Sánchez / Bruno Viani / Jorge Segura / Luis Rodríguez / Homero Miranda / Eusebio Castromonte / Jaime Guerra / Luis Quiroz / José Gaitán

- / Luis Moreno / Ismael Muñoz, “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas”, Intermediate Technology Development Group – 1ra Edición, Perú – 1996.
- [16] EG&G Services, Parsons Inc. Science Applications International Corporation, “Fuel Cell Handbook”, U.S. Department of Energy – Fifth edition, 2000.
- [17] Frede Blaabjerg / Zhe Chen / Soeren Baekhoej Kjaer, “Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems”, IEEE – 2004.
- [18] Alexandra Von Meier, “Electric Power Systems”, John Wiley & Sons, Inc. – 1ra Edición, 2006.
- [19] Muhammad H. Rashid / C. V. Nayar / S. M. Islam / Hari Sharma, “Power Electronics Handbook”, Academic Press - Canada, 2001.
- [20] Isofotón, “Manual de Instalación, Uso y Mantenimiento de los Módulos Fotovoltaicos Isofotón Gama Estándar”, Isofotón, España – 2008.
- [21] Jerome Cole, “Renewable Energy Systems in The Peruvian Amazon Region”, Seminario Tecnología RAPS para la Electrificación Rural de Poblados Aislados y Remotos en el CIP, Perú – 2004.
- [22] Rafael L. Espinoza P., “Condiciones Necesarias Para Generar y Mantener la Sostenibilidad de SFVD”, CER-UNI Seminario AEP, Perú – 2012.
- [23] GDER/MEM, “Atlas Eólico del Perú”, Ministerio de Energía y Minas, Perú – 2008.
- [24] RETScreen International, “Clean Energy Project Analysis”, Minister of Natural Resources, Canadá – 2005.
- [25] Stavros A. Papathanassiou / Nikos D. Hatziargyriou, “Technical Requirements for the Connection of Dispersed Generation to the Grid”, IEEE – 2001.
- [26] John Houdek / Cesar Chavez, “The Application of IEEE-1547 to Small, Residential-Style Wind Turbines”, Artech Power Quality – 2007.
- [27] Martin Geidl, “Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art”, Swiss Federal Institute of Technology, Suiza – 2005.
- [28] G. Pepermans / J. Driesen / D. Haeseldonckx / R. Belmans / W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues”, Leuren Energy Institute, Bélgica – 2005.
- [29] David Trebolle, “Energías Renovables como la mejor alternativa a la Generación Distribuida y su integración en las redes”, Universidad Corporativa de Unión Fenosa, España – 2008.